

TRABAJO FINAL DE GRADO

**Grado en Ingeniería de la Energía**

**IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN SISTEMA  
HÍBRIDO (SOLAR-DIÉSEL)**



**Memoria**

**Autor:** Tomás Undurraga Henríquez  
**Director:** Guillermo Velasco Quesada  
**Convocatoria:** Mayo 2019



# Índice

<b>ÍNDICE</b>	<b>II</b>
<b>RESUM</b>	<b>V</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>VI</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>VII</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>VIII</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1. Objetivos .....	1
1.2. Alcance .....	2
1.3. Marco tecnológico .....	3
<b>2. GENERALIDADES</b>	<b>4</b>
2.1. Sistemas híbridos y microrredes .....	4
2.2. Características de las centrales diésel .....	5
2.2.1. Distribución global de plantas diésel .....	5
2.3. Emplazamientos para proyectos de hibridación.....	5
2.3.1. Consideraciones respecto a la extensión de la red eléctrica .....	6
<b>3. MODELADO</b>	<b>7</b>
3.1. Modelado del generador.....	8
3.1.2. Factor de potencia .....	11
3.1.3. Consumo del generador .....	11
3.1.4. Validación del modelo generador diésel .....	13
3.2. Modelado del sistema fotovoltaico.....	13
3.2.1. Modelo de la célula fotovoltaica .....	14
3.2.2. Modelo del módulo fotovoltaico.....	16
3.3. Modelado del inversor fotovoltaico.....	21
3.3.1. Conversión CC – CA.....	21
3.3.2. Determinación de los parámetros del inversor.....	23
3.3.3. Validación del modelo de inversor fotovoltaico.....	24
3.4. Modelado del sistema EMS.....	25
3.4.1. Control del grupo electrógeno.....	26
3.4.2. Control del sistema fotovoltaico.....	28
3.4.3. Modo A: Seguimiento de la carga respecto a los generadores activos .....	29

3.4.4.	Diagrama de flujo: Modo A .....	30
3.4.5.	Modo B: Control respecto a la reserva rodante del grupo electrógeno. ....	31
3.4.6.	Diagrama de flujo: Modo B .....	34
3.4.7.	Diagrama de clases del sistema EMS .....	35
<b>4.</b>	<b>ANÁLISIS DE DATOS .....</b>	<b>36</b>
4.1.	Descripción general.....	36
4.2.	Metodología.....	36
4.3.	Recolección de datos. ....	36
4.4.	Estimación del recurso solar .....	36
4.5.	Perfil de carga del sistema híbrido .....	40
4.5.1.	Tipos de perfiles de demanda .....	41
4.5.2.	Proyecciones del perfil de carga.....	42
<b>5.</b>	<b>SIMULACIÓN .....</b>	<b>43</b>
5.1.	Escenario 1. Generadores sin potencia FV .....	43
5.2.	Escenario 2. Generadores con potencia FV .....	45
5.3.	Escenario 3. Generadores base con variación de penetración FV.....	47
5.4.	Comportamiento dinámico del grupo electrógeno y gestión EMS. ....	48
<b>6.</b>	<b>EVALUACIÓN .....</b>	<b>50</b>
6.1.	Descripción general.....	50
6.2.	Fluctuaciones en la producción de ESF.....	52
6.3.	Penetración y participación de ESF.....	53
6.4.	Dimensionado del sistema fotovoltaico .....	56
6.5.	Hipótesis de la estimación de ahorro en combustible.....	57
<b>7.</b>	<b>ANÁLISIS FINANCIERO .....</b>	<b>59</b>
7.1.	Flujo de caja .....	59
7.1.1.	Estructura de los costes.....	60
7.2.	LCOE .....	60
7.3.	Análisis de sensibilidad financiera .....	62
<b>8.</b>	<b>ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL .....</b>	<b>64</b>
8.1.	Cálculo de emisiones.....	64
8.1.1.	Emisiones del grupo electrógeno.....	64
8.2.	Vida útil de los componentes. ....	68
<b>9.</b>	<b>ASPECTOS TÉCNICOS .....</b>	<b>69</b>

9.1. Integración del sistema FV .....	69
9.2. Control del sistema (EMS) .....	69
9.3. Infraestructura y comunicación .....	69
9.3.1. Sensores y actuadores .....	70
9.4. Protecciones eléctricas .....	70
9.4.1. Corriente de cortocircuito .....	71
9.4.2. Medidas de protección .....	71
9.4.3. Sobrecarga en las líneas.....	71
9.4.4. Desviaciones de frecuencia en microrredes.....	72
9.4.5. Mitigación de fluctuaciones de tensión.....	72
9.4.6. Corrientes de entrada .....	73
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>74</b>
<b>ANEXO A .....</b>	<b>75</b>
A1. Preparación de la instalación FV/DIESEL.....	75
9.4.7. Puesta en marcha. ....	76
9.4.8. Mantenimiento del sistema.....	76
9.4.9. Sistema de monitoreo.....	77
<b>10. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>79</b>

## Resum

El present treball té com a objectiu simular l'operació d'una instal·lació híbrida solar-diésel mitjançant l'ús d'un controlador desenvolupat en Matlab. La planta està conformada d'un grup electrogen al qual s'incorpora un sistema fotovoltaic. Es desenvolupa un algoritme EMS que permeti controlar els fluxos d'energia entre els diferents components i subsistemes que conformen el sistema híbrid per optimitzar el funcionament dels generadors i reduir l'ús de combustible i d'emissions de CO<sub>2</sub>.

S'analitzen els elements que conformen la instal·lació i es descriuen les equacions utilitzades per simular el funcionament de la planta (mòduls fotovoltaics, inversor, controladors i generadors diésel). Per a això s'estudien les possibles configuracions del sistema, així com el funcionament dels generadors, la integració del controlador, seguretat de subministrament i modularitat del sistema.

La integració d'energia solar fotovoltaica es realitza mitjançant un balanç energètic, en un procés iteratiu diezminutal amb dades de càrrega de l'hospital d'An-Najah (Nablus, Palestina). Per a això, es presenten els diagrames de flux i es desenvolupa un sistema de gestió energètica (EMS), fixant estratègies operacionals dels generadors. També es dimensiona el sistema FV, el nombre inversors i mòduls i altres elements de balanç del sistema fotovoltaic.

A continuació, es presenten simulacions per a diferents escenaris on s'analitza el funcionament de la instal·lació a diferents nivells de penetració de fotovoltaica, amb els costos directes i indirectes que implica la incorporació d'energies renovables en el sistema.

Es conclou la importància del projecte per demostrar l'adaptabilitat d'aquests sistemes en regions aïllades de la xarxa, així com de l'algoritme desenvolupat per estudiar l'impacte d'aquestes instal·lacions, especialment, en regions amb alta irradiància solar i de preus en combustibles fòssils amb un accés limitat a l'energia elèctrica. Finalment es realitza una anàlisi financera del sistema i d'impacte ambiental per a alguns casos d'estudi.

## Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo simular la operación de una instalación híbrida solar-diésel mediante el uso de un controlador desarrollado en Matlab. La planta está conformada de un grupo electrógeno al cual se incorpora un sistema fotovoltaico. Se desarrolla un algoritmo EMS que permita controlar los flujos de energía entre los distintos componentes y subsistemas que conforman el sistema híbrido para optimizar el funcionamiento de los generadores y reducir el uso de combustible y de emisiones de  $CO_2$ .

Se analizan los elementos que conforman la instalación y se describen las ecuaciones utilizadas para simular el funcionamiento de la planta (módulos fotovoltaicos, inversor, controladores y generadores diésel). Para ello se estudian las posibles configuraciones del sistema, así como los modos de funcionamiento de los generadores, la integración del controlador, seguridad de suministro y modularidad del sistema.

La integración de energía solar fotovoltaica se realiza mediante un balance energético, en un proceso iterativo diezminutal con datos de carga del hospital de An-Najah (Nablus, Palestina). Para ello, se presentan los diagramas de flujo y se desarrolla un sistema de gestión energética (EMS), fijando estrategias operacionales de los generadores. También se dimensiona el tamaño del arreglo FV, el número inversores y de otros elementos de balance del sistema fotovoltaico.

A continuación, se presentan simulaciones para distintos escenarios donde se analiza el funcionamiento de la instalación a distintos niveles de penetración de fotovoltaica, con los costes directos e indirectos que implica la incorporación de energías renovables en el sistema.

Se concluye la importancia del proyecto para demostrar la adaptabilidad de estos sistemas en regiones aisladas de la red, así como del algoritmo desarrollado para estudiar el impacto de estas instalaciones, en especial, en regiones con alta irradiancia solar y precios en combustibles fósiles con un acceso limitado a la energía eléctrica. Finalmente se realiza un análisis financiero del sistema y de impacto ambiental para algunos casos de estudio.

## **Abstract**

The objective of this work is to simulate the operation of a hybrid solar-diesel installation through the use of a controller developed in Matlab. The plant is made up of a generator set to which a photovoltaic system is incorporated. An EMS algorithm is developed to control the energy flows between the different components and subsystems that make up the hybrid system to optimize the operation of the generators and reduce the use of fuel and CO<sub>2</sub> emissions.

The elements that make up the installation are analyzed, and the equations used to simulate the operation of the plant (photovoltaic modules, inverter, controllers and diesel generators) are described. For this purpose, the possible configurations of the system are studied, as well as the modes of operation of the generators, the integration of the controller, security of supply and modularity of the system.

The integration of photovoltaic solar energy is done through an energy balance, in an iterative ten-minute process with load data from the An-Najah hospital (Nablus, Palestine). To do this, the flow diagrams are presented and an energy management system (EMS) is developed, setting operational strategies of the generators. The size of the PV array, the number of inverters and other balance elements of the photovoltaic system are also dimensioned.

Then some simulations are presented for different scenarios where the operation of the installation is analyzed at different levels of photovoltaic penetration, with the direct and indirect costs implied by the incorporation of renewable energies in the system.

The project aims to demonstrate the adaptability of these systems in isolated regions of the network, as well as the algorithm developed to study the impact of these facilities, especially in regions with high solar irradiance and fossil fuel prices with access limited to electric power. Finally, a financial analysis of the system and environmental impact is carried out for some case studies.



# Glosario

## Símbolos

$C_{combustible}$	Consumo de combustible del generador.
$P_{nom_{gen}}$	Potencia nominal del generador.
$P_{gen}$	Potencia de salida CA del generador.
$A_G$	Coeficiente de la curva de consumo.
$B_G$	Coeficiente de la curva de consumo.
$\dot{m}_{combustible}$	Flujo másico del combustible.
$C_{diesel}$	Flujo volumétrico de combustible.
$\rho_{combustible}$	Densidad del combustible.
$\eta_{G\%}$	Eficiencia del generador.
$PCI_{combustible}$	Poder calorífico inferior.
$E_{CO_2t}^i$	Emisiones de CO2 en el tiempo t.
$CC_{\%(CO_2)}$	Fracción de carbono
$E_{CO_2total}^i$	Suma de emisiones CO2.
$E_{Compuesto_t}^i$	Emisiones específicas del compuesto.
$CO_{2e}$	CO2 equivalente.
$R_{sh}$	Resistencia shunt.
$I_L$	Corriente del fotoeléctrico.
$I_D$	Corriente del diodo.
$I_{sh}$	Corriente shunt.
$I_o$	Corriente de saturación inversa.
$k$	Constante de Boltzmann.
$q$	Carga eléctrica.
$A$	Factor de idealidad del diodo.

$G$	Irradiancia.
$G_{STC}$	Irradiancia normalizada.
$V_{OC}$	Tensión en circuito abierto.
$I_{SC}$	Corriente de cortocircuito.
$V_{mp}$	Tensión MPP.
$I_{mp}$	Corriente MPP.
$P_{max}$	Potencia máxima módulo.
$K_I$	Coeficiente de temperatura de corriente.
$K_V$	Coeficiente de temperatura para la tensión.
$\lambda$	Relación entre irradiancia de entrada y STC.
$T_{Ref}$	Temperatura de referencia.
$E_g$	Banda prohibida de energía.
$E_{g0}$	Banda prohibida de energía de referencia.
$I_{rr}$	Corriente de saturación inversa.
$V_d$	Tensión del diodo.
$n_s$	Número de celdas en serie.
$n_p$	Número de celdas en paralelo.
$\eta_{inv}$	Eficiencia del inversor.
$P_{ACinv}$	Potencia CA del inversor.
$P_{DCinv}$	Potencia CC del inversor.
$V_{MPP,min}$	Tensión mínima del inversor en el punto de máxima potencia.
$V_{nom,inv}$	Tensión nominal de entrada del inversor.
$V_{MPP,max}$	Tensión máxima de entrada del inversor.
$P_{ACO}$	Potencia asignada AC de salida del inversor.
$P_{DCinv}$	Potencia de entrada DC del inversor.

$V_{DC_{inv}}$	Tensión de entrada del inversor.
$V_{DC0}$	Tensión nominal del inversor.
$P_{S0}$	Potencia requerida del inversor para entrar en operación.
$C_0$	Curva característica del inversor.
$C_1$	Coeficiente empírico, variación lineal de $P_{DC0}$ con la entrada CC.
$C_2$	Coeficiente empírico, variación lineal de $P_{S0}$ para que varíe linealmente con la entrada CC.
$C_3$	Coeficiente empírico, variación lineal de $C_0$ para que varíe linealmente con la entrada CC.
$P_{nom,gen_{activo}}$	Potencia nominal generador activo.
$P_{FV}$	Potencia fotovoltaica.
$P_L$	Potencia de demanda o carga.
$fp$	Factor de potencia.
$RR_{min}$	Límite de reserva rodante mínimo.
$P_{FV_{setpoint}}$	Potencia límite del sistema fotovoltaico.
$P_{gen_{min}}$	Potencia mínima de trabajo del generador.
$P_{gen_{setpoint}}$	<i>Setpoint</i> del control activo generador.
$N_{gen}$	Número de generadores.
$N_{gen,activos}$	Número de generadores activos.
$E_{def}$	Déficit de energía.
$P_{FV_{real}}$	Producción FV calculada en la simulación.
$P_{FV_{teórica}}$	Estimación de producción FV.
<b>Acrónimos</b>	
$LCOE$	Coste de generación eléctrica.

<i>O&amp;M</i>	Operación y mantenimiento.
<i>WACC</i>	Coste promedio ponderado de capital.
<i>Payback</i>	Plazo de recuperación de inversión.
<i>GWP</i>	<i>Global-warming potential.</i>
<i>RR</i>	Reserva rodante.
<i>FE</i>	Factor de equivalencia.



# 1. Introducción

El acceso a la energía es clave para establecer las condiciones necesarias de desarrollo económico en una sociedad. Sin embargo, en regiones altamente pobladas como en África (IEA, 2017) la tasa de electrificación es baja. La situación empeora en las áreas rurales en comparación con áreas urbanas, ya sea por problemas de acceso o la falta de infraestructura en la red eléctrica.

Un suministro interrumpido como en zonas del Levante pueden afectar a la calidad de vida de sus habitantes. Islas remotas aisladas de la red suelen basar su producción energética en grupos electrógenos con la implicación de exponerse a la volatilidad de los precios de combustibles fósiles y a su creciente escasez.

Para responder a la problemática se han creado programas para fomentar el desarrollo económico en las regiones más empobrecidas para promover la electrificación de zonas rurales. Una opción que se contempla es la implementación de sistemas híbridos FV-Diésel. Estas instalaciones pueden servir en multitud de aplicaciones, desde suministrar pequeñas aldeas aisladas e islas remotas, hasta servir de soporte energético en la industria minera.

La introducción de energías renovables para formar sistemas híbridos supone una opción cada vez más atractiva para reducir la dependencia en combustibles fósiles. Ya sea por la proyección geográfica de los sistemas híbridos, como por ofrecer un servicio casi ininterrumpido de energía.

Los costes de los elementos que comprenden estas instalaciones siguen una tendencia a la baja. Los módulos fotovoltaicos han bajado sus costes en más de un 80% entre 2010-2017 (International Renewable Energy Agency, 2018) contribuyendo a la reducción de los costes marginales en energía.

## 1.1. Objetivos

El trabajo final de grado tiene como objetivo trabajar varios conceptos vistos durante la carrera de Ingeniería de la Energía y sintetizar las aptitudes adquiridas durante la formación en la escuela: El análisis y simulación de sistemas energéticos.

Con la motivación personal sobre el tema de transición energética en este proyecto se trata la evaluación y simulación de un sistema híbrido FV-Diésel. Por un lado, se aborda el aspecto técnico de un proyecto situado en el hospital de la Universidad Nacional An-Najah en la ciudad de Nablus (Cisjordania, Palestina) y por otro se simula el sistema con ayuda de datos de consumo y meteorológicos para evaluar su viabilidad económica de impacto ambiental. Con estos incentivos, se propone:

- El desarrollo de un algoritmo EMS para simular un sistema híbrido.
- Un sistema que contribuya a reducir las emisiones de CO<sup>2</sup>.
- Optimizar el consumo de un grupo electrógeno.
- Dimensionado de una instalación fotovoltaica para integrar hibridar una instalación con generadores diésel.

## 1.2. Alcance

El alcance del proyecto es desarrollar un algoritmo para simular un sistema de gestión de energía (EMS) con el programa MATLAB para evaluar el perfil de demanda y realizar un balance de potencias a diferentes niveles de penetración de fotovoltaica con consumo variable.

Se han importado tanto los datos de demanda del emplazamiento como los datos meteorológicos (irradiación y temperatura ambiente) para estudiar el comportamiento del sistema híbrido a distintos escenarios, sin almacenamiento de energía eléctrica.

Por otra parte, se hacen previsiones técnicas analizando las necesidades de un proyecto de hibridación, por ella se debe estudiar las características, configuraciones y aplicaciones del conjunto generador, así como del comportamiento dinámico del grupo electrógeno.

A continuación, se simula el sistema y se determina número de módulos e inversores fotovoltaicos a instalar. Y se evalúa la integración del sistema fotovoltaico al grupo electrógeno existente.

Para finalizar, se realiza un análisis económico y ambiental, y se lista planificación del proyecto, los costes de operación y mantenimiento, monitoreo de datos, hibridación del sistema diésel y puesta en marcha de la instalación.

### **1.3. Marco tecnológico**

La tecnología para el suministro de energía eléctrica en zonas aisladas, donde el acceso al sistema eléctrico es costoso o inaccesible es limitada. Se disponen sistemas de generación distribuida es específico de energía solar fotovoltaica para suplir una necesidad.

Los grupos electrógenos diésel se aplican ampliamente en instalaciones aisladas, y se pueden hibridar con módulos FV. Un sistema híbrido puede ser muy eficiente y reducir tanto el consumo como las emisiones de CO<sup>2</sup>.

Debido a las características físicas de la región de An-Najah, se opta por el desarrollo de los SHGE (sistemas híbridos de generación de energía). Esta planta aprovecha las ventajas y desventajas de una fuente renovable y una no renovable para minimizar las diferencias entre potencia generada por el sistema FV y las cargas, manteniendo una alta fiabilidad de suministro, complementando la intermitencia de las renovables.



## 2. Generalidades

La evaluación de un proyecto híbrido solar-diésel determina las dimensiones del sistema, describe su funcionamiento por medio de simulaciones y analiza los resultados.

### 2.1. Sistemas híbridos y microrredes

Una microrred (o más bien conocido como *microgrid*) es una red independiente que suministra de energía eléctrica a un número limitado consumidores. Este grupo personalizado y a pequeña escala no está conectado a una red nacional de energía eléctrica. Una microrred suma las potencias de varias fuentes producción energética y distribuye la potencia en redes de baja tensión en forma de corriente alterna, y en algunos casos, en forma de corriente continua.

De acuerdo con las especificaciones (Kempener, d'Ortigue, Saygin, Skeer, & Vinci, 2015) una microrred es una red eléctrica que transfiere una capacidad menor a 100 kVA (o hasta 50-100 kW) con una tensión AC (trifásica o una sola fase) mientras en una *minigrid* el límite que se expande hasta los 100 MW. Los términos en inglés *microgrid* y *minigrid* varían por país, pero se usan de manera intercambiable.

Los componentes que conforman una microrred son personalizados, como restricción, se necesitan al menos dos tecnologías p. ej. biodiésel/eólico, FV-Diésel o eólico/FV denominarse sistema híbrido. Es común utilizar grupos electrógenos como apoyo y reserva de energía en híbridos, sean generadores portátiles o estacionarios.

Las microrredes aisladas (*offgrid*) alimentadas por generadores diésel se pueden encontrar en localidades remotas como en islas, comunidades aisladas o determinadas instalaciones mineras. El coste de mantener en funcionamiento estas instalaciones depende esencialmente del precio del hidrocarburo diésel.

Un sistema híbrido correctamente diseñado, instalado y operado, puede proveer energía eléctrica de alta fiabilidad en zonas remotas con baja calidad de suministro eléctrico y asegurar seguridad de suministro.

## 2.2. Características de las centrales diésel

En sistemas de potencia a gran escala conectados a la red las centrales eléctricas diésel son utilizadas como reserva para apoyar al sistema eléctrico y cubrir picos de demanda. El sistema eléctrico de potencia se compone de:

- i. Una carga base que cubre gran parte de la demanda.
- ii. Plantas que ofrecen flexibilidad al sistema para cubrir picos de demanda con horas de operación reducidas, incluso estando inactivas varios meses.

Las centrales diésel pueden estar desconectadas de la red y pueden pasar a ser fuente primaria de energía. Estas centrales pueden operar 24/7 para cubrir toda una demanda. La inversión inicial de estos sistemas es baja, pero la operación y mantenimiento, sumado al consumo combustible hacen que estos sistemas largo plazo involucren altos costes, por ello nace la oportunidad de introducción de energías renovables y fuentes distribuidas, y se puede plantear estratégicamente desde un punto de vista de viabilidad económica para cubrir parte de la demanda.

Los fundamentos de utilizar generadores diésel en microrredes son varios. Tienen modos de operación flexibles con un arranque y puesta en marcha corto para hacer frente a cambios de la demanda, además el hidrocarburo diésel tiene una densidad energética alta, por lo que puede ser transportado a localizaciones muy remotas y ser almacenado con facilidad.

### 2.2.1. Distribución global de plantas diésel

En Europa y EE. UU. las plantas diésel se utilizan principalmente para cubrir picos de demanda en los sistemas de potencia, al igual que en determinadas regiones de Latinoamérica y Asia Oriental. En países industrializados la energía eléctrica es suministrada a través de un SEP donde destaca la ausencia de sistemas aislados, siendo excepciones países como Canadá y Australia.

Las microrredes se encuentran principalmente en zonas remotas como islas. Muchas de estas islas tienen altas necesidades energéticas con gran densidad poblacional, como es el caso del océano Pacífico en países como Filipinas o Indonesia. Algunas redes eléctricas independientes de baja potencia se localizan en comunidades rurales o instalaciones industriales aisladas en África y Sudamérica. []

## 2.3. Emplazamientos para proyectos de hibridación

Los emplazamientos de plantas diésel para microrredes aisladas consisten en pequeñas islas, comunidades rurales e industrias remotas. La propiedad y los operadores de estas plantas son parte del mercado objetivo con el propósito de realizar una instalación híbrida con energías renovables.

Las microrredes que suministran electricidad en zonas rurales son generalmente operadas por grupos heterogéneos, como operadores independientes, ONGs, o contratos de privados con instituciones gubernamentales y universitarias.

Cada proyecto debe adaptarse al marco legal y condiciones políticas locales para considerar productores de electricidad independientes a la hora de proyectar una instalación híbrida. Los suministradores de electricidad en islas son principalmente monopolios responsables de la microrred local ya sea de propiedad gubernamental o privada.

Las industrias remotas también son operadas principalmente por privados, por lo que los contratos para proyectos de hibridación se realizarán entre empresas.

#### **2.3.1. Consideraciones respecto a la extensión de la red eléctrica**

La inversión de una red eléctrica se encuentra determinada por la longitud de las líneas de transmisión y las condiciones geográficas, es decir, por la complejidad del terreno como en zonas montañosas y por los climas extremos. Cabe señalar que se añaden a los costes, por dificultad de acceso, el mantenimiento y reparación de estas líneas. Motivo que pone en peligro la seguridad de suministro eléctrico.

Es necesario que exista una demanda importante de electricidad para evitar altos costes de inversión y operación, en especial en las áreas remotas. En una aldea la demanda eléctrica puede ser baja. Tomando esto en consideración hay casos en los que la extensión de la red eléctrica resulta menos rentable en comparación que una solución aislada.

### 3. Modelado

El modelado de la planta corresponde a la reproducción del comportamiento de una planta híbrida. Es decir, sus sistemas de producción energética: los generadores y el sistema fotovoltaico y las líneas distribución: cableado y conexionado.

El sistema híbrido integra los grupos electrógenos, los módulos FV, y componentes de balance de sistema (BOS) y de un controlador EMS para equilibrar generación y consumo.

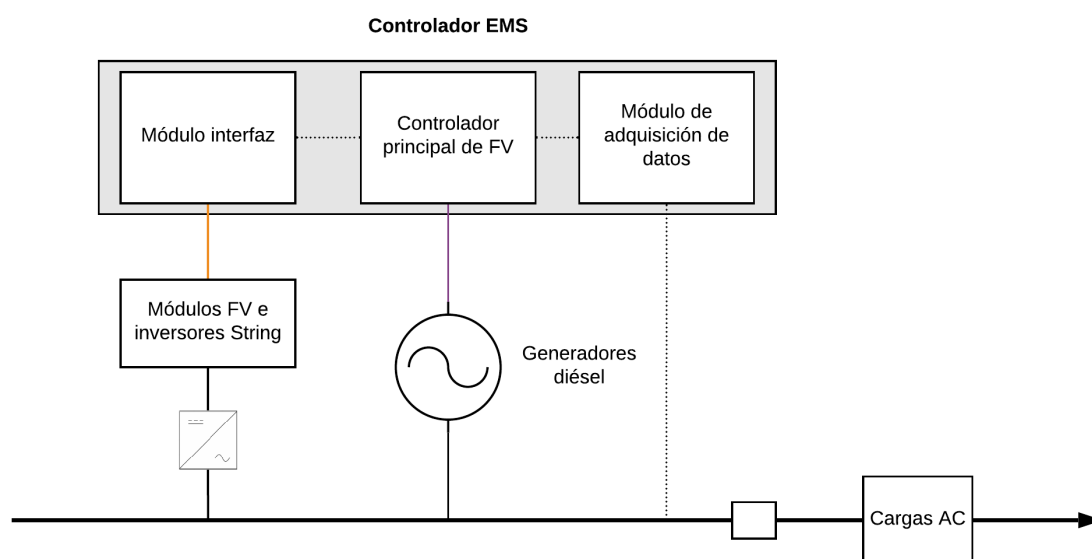


Figura 3.1. Esquema del sistema híbrido FV/Diésel con controlador EMS. Fuente: Elaboración propia.

El balance del sistema comprende todos los componentes del sistema fotovoltaico a excepción de los módulos.

- Inversor: Convertidor de potencia para transformar corriente continua en alterna, gestionar los consumos y alimentar las cargas. Algunos inversores llevan incorporado un controlador de para mantener los paneles solares en funcionamiento cerca del punto de máxima potencia. Existen inversores MPPT y PWM para aumentar la eficiencia de los módulos. Se modela un control de máxima eficiencia para el inversor.
- EMS. Controla el balance de generación-demanda de la microrred, operación y comunicación de los componentes. Dentro del EMS se incluye monitoreo de datos para cada instante de tiempo.

- Cableado, empalmes, caja combinadora, interruptores automáticos, fusibles, terminales y toma de tierra. Se omite su modelado, y solo se consideran factores de pérdidas de potencia de transmisión.

Los bloques físicos que componen la instalación se conectan a un bus (barra colectora). Este sistema de distribución incluye los equipos y líneas para llegar a los consumidores de uno o varios puntos de consumo.

### **3.1. Modelado del generador**

Es el principal elemento de producción de energía del sistema híbrido, se limita a suplir las cargas cuando la potencia de corriente alterna inyectada por los inversores fotovoltaicos no es suficiente para abastecer la carga.

Las condiciones técnicas se examinan como parte de la planificación del proyecto para determinar los requerimientos del generador para un correcto funcionamiento con el inversor fotovoltaico y el controlador EMS.

- Se establece una microrred eléctrica durante la operación del generador.
- El tamaño de los generadores se limita para racionalizar el consumo.
- Los generadores llevan contactos para el encendido automático.
- Control de velocidad como regulación del generador síncrono. Este modo permite un funcionamiento en paralelo para repartir la carga en proporción a la potencia nominal.

En referencia a la frecuencia y tensión de funcionamiento el tipo de generador se modela en referencia al comportamiento y características de un generador síncrono.

El generador síncrono es dependiente de la carga. Cuando la carga aumenta la velocidad y frecuencia decaen, como respuesta, el generador aumenta la tensión ante el incremento de carga.

#### **3.1.1.1. Características motor diésel**

Los motores diésel son ampliamente aplicados en alternadores para la generación de energía eléctrica en redes aisladas y para grupos electrógenos como sistema de respaldo ante la caída de la red. Los grupos electrógenos son sistemas confiables y es una tecnología madura.

Hay dos tipos de motores diésel: 2-tiempos y de 4-tiempos. El motor a dos tiempos es barato, ligero y entrega la misma potencia que un motor de 4-tiempos. Por otra parte, el motor de cuatro tiempos tiene una vida útil más larga y emite menos partículas sólidas al tener combustión más completa.

#### 3.1.1.1.1 Transformación de energía

El proceso de transformación de energía de un generador diésel consiste en:

- Conversión de energía química en energía mecánica utilizando un motor de combustión interna.
- La conversión de la energía mecánica en eléctrica utilizando un alternador.

Las características que afectan a este proceso son:

- Tipo de combustible utilizado: Poder calorífico inferior (PCI).
- Motor de combustión: Tipo de motor diésel. Poder nominal y eficiencia.
- Alternador: Eficiencia y pérdidas.

El alternador es el dispositivo electromecánico que convierte energía mecánica en eléctrica. Se usa para cargar la batería de arranque del motor y generar energía eléctrica cuando el motor diésel está en funcionamiento.

#### 3.1.1.2. Funcionamiento de un motor diésel

Los generadores con motor diésel de 4-tiempos son acoplados a un alternador para generar energía eléctrica. El proceso de generación de energía eléctrica en estos motores diésel transcurre cuanto el pistón completa cuatro ciclos haciendo girar el cigüeñal, transformando energía química de la combustión a térmica y luego a mecánica.

Los cuatro tiempos o carreras del pistón (1-4) para completar el proceso termodinámico concuerdan con los ángulos del cigüeñal. Un tiempo consiste en el desplazamiento completo de un pistón a lo largo del cilindro. Estos procesos que describen este movimiento son:

- Admisión. Con el pistón en el punto muerto superior (PMS), por inercia, desciende hacia el punto muerto inferior (PMI). Al moverse desciende la presión del émbolo por lo que el vacío generado aspirará aire filtrado hacia la cámara de combustión. El cilindro se llena con aire a - 1 atm aproximadamente- en un proceso isobárico. La válvula de admisión permanece abierta durante la admisión y la válvula de escape cerrada.
- Compresión. La válvula admisión se cierra. El pistón desde el PMI sigue girando, hasta que el pistón comprime el aire de la cámara de combustión adiabáticamente. Antes de que el pistón alcance el PMS el sistema inyecta combustible como un aerosol. La compresión es muy alta, por lo que el combustible se enciende debido al aumento de energía térmica.
- Combustión. Es el único tiempo que suministra energía mecánica en el ciclo. La combustión del diésel es momentánea, se da un aumento de temperatura y presión. Como la expansión

es adiabática y la combustión fuerza desplazamiento del pistón la presión y temperatura permanecen inalteradas, pero se fuerza al cigüeñal a girar proporcionando energía mecánica al sistema (torque). Cuando el pistón se acerca al PMI la válvula de escape empieza a abrirse para liberar los gases resultantes de la combustión.

- Escape. Una vez que la válvula de escape está abierta y el pistón en el PMI, se completa el giro hacia el PMS expulsando los gases de combustión, pero sin variar la presión en el cilindro (isobárica). Antes de alcanzar el PMS la válvula de admisión vuelve a abrirse.

La potencia del motor viene determinada por su tamaño y número de cilindros.

$$P_{motor} = 2 \cdot \pi \cdot M \cdot n$$

*Ecuación 3.1*

$P_{motor}$ : Potencia en [W],  $M$ : El par en [Nm] y  $n$ : Las revoluciones por segundo.

La potencia generada puede ir desde unos pocos kW hasta grandes centrales eléctricas de varios MW de potencia.

### 3.1.1.3. Alternador

Para generar potencia eléctrica un motor diésel va acoplado a un alternador. La tensión de salida del generador puede variar desde 120/208 V a 60 Hz (EE. UU. y Japón) a 230/400 V a 50 Hz (en Europa y varias regiones el mundo). [IEC 60038:1983].

El generador trifásico estándar para los grupos electrógenos se compone del estator (pieza inmóvil) y por el rotor (parte móvil). Ambos componentes contienen ranuras con bobinados para generar un campo magnético. El rotor, al girar por acción del eje acoplado al motor diésel genera un campo magnético y una corriente de excitación, por lo que el un flujo de corriente a la salida se producirá una diferencia de tensión inducida en el estátor.

### 3.1.1.4. Clasificación de los generadores

Los grupos electrógenos se pueden clasificar por su forma de operar.

- Continuos: Diseñados para operar bajo una carga constante, se apagan solo para tareas de mantenimiento.
- Principales: Operan por largos periodos y soportando una carga variable.
- De reserva: Diseñados para respaldar una red eléctrica e inyectar potencia, o en caso de interrupción del servicio eléctrico.

### 3.1.2. Factor de potencia

El factor de potencia se entiende como el atraso o adelanto porcentual entre la tensión y corriente producida por efecto de las cargas en el bus de CA. De esta manera, el conjunto generador debe responder a las desviaciones producidas por las cargas inductivas o capacitivas de la microrred (National Electrical Manufacturers Association, 2016).

- Un factor de potencia de adelanto puede ser producido una carga capacitiva.
- El factor de potencia de atraso puede ser causado por motores de inducción.
- La unidad del factor de potencia se produce por cargas resistivas.
- El estándar en los generadores es un FP = 0,8 por la estabilidad del grupo electrógeno.

La capacidad de un generador se ve limitada, asumiendo una misma corriente de salida (Cashman Power Solutions, 2019).

1. Si el FP es superior a 0,8 la potencia de salida se ve limitada por la potencia del motor diésel.
2. Si el FP es inferior a 0,8 la potencia de salida es limitada por la corriente del generador.

El factor de potencia se describe en términos de la potencia activa ( $P$ ), reactiva ( $Q$ ) y aparente ( $S$ ).

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P}{S}$$

*Ecuación 3.2.*

### 3.1.3. Consumo del generador

El gasto combustible generador diésel se modela según la ecuación (Dufo-López & L.Bernal-Agustín, 2008)

$$C_{combustible} = A_G \cdot P_{NG} + B_G \cdot P_G$$

*Ecuación 3.3.*

$C_{combustible}$  (l/h): Consumo de combustible, dependiente de potencia de salida.

$P_{nom_{gen}}$  (kW) : Potencia nominal del generador diésel.

$P_{gen}$  (kW): Potencia de salida CA.

$A_G, B_G$ : Coeficientes de la curva de consumo (kWh/l).

Los coeficientes  $A_G, B_G$  corresponden a la intersección y pendiente respectivamente de la curva de consumo disponible en el datasheet del generador.



Las unidades se pasan a ( $kg/h$ )

$$\dot{m}_{combustible} = \rho_{combustible} \cdot \frac{C_{diesel}}{1000}$$

Ecuación 3.4.

La eficiencia  $\eta_{G\%}$  ( $kWh/l$ ) se modela en base al consumo y en consideración del poder calorífico inferior (PCI) del gasoil. El flujo másico corresponde al diésel quemado para la generación de potencia.

$$\eta_{G\%} = \frac{3,6 \cdot P_{gen}}{\dot{m}_{combustible} \cdot PCI_{combustible}} \cdot 100\%$$

Ecuación 3.5.

$PCI_{combustible}$ : Poder calorífico inferior, valor de referencia ( $MJ/kg$ )

$\rho_{combustible}$ : Densidad del gasoil ( $kg/m^3$ )

Factor de cambio:  $1 kWh = 3,6 MJ$

Los coeficientes  $A_G, B_G$  corresponden a la intersección y pendiente respectivamente de la curva de consumo disponible en el datasheet del generador.

Este hidrocarburo es producto de la destilación de petróleo crudo para el modelo se aplican valores correspondientes a diésel de muy bajo contenido en sulfuro (H.Tse, C.W.Leung, & C.S.Cheung, 2015).

Características principales		Valor asignado
Índice de cetano	Tiempo desde la inyección hasta la ignición del combustible diésel.	52
Poder calorífico inferior.	Cantidad de energía producida por unidad de masa en una combustión completa.	$42 \frac{MJ}{kg}$
Densidad	Relación entre masa y volumen del combustible.	$840 kg/m^3$
Viscosidad	Resistencia a la tracción y flujo del combustible líquido.	$2,4 mPa \cdot s$
Índice de carbono (% masa)	Necesario para evaluar la cantidad dióxido de carbono generado después de la combustión.	86,6 %

Tabla 3.1. Características del gasóleo.

### 3.1.4. Validación del modelo generador diésel

Los datos del fabricante especifican el consumo de combustible para la carga al 25, 50, 75 y 100% de la potencia nominal del generador. Se realiza una regresión lineal para obtener la recta de consumo del generador. Con esta recta se calcula el consumo en cualquier punto entre la potencia mínima y nominal obteniendo la recta de consumo.

El programa orientado a objetos en MATLAB permite modelar cualquier tipo de generador ingresando los datos de potencias y de consumos.

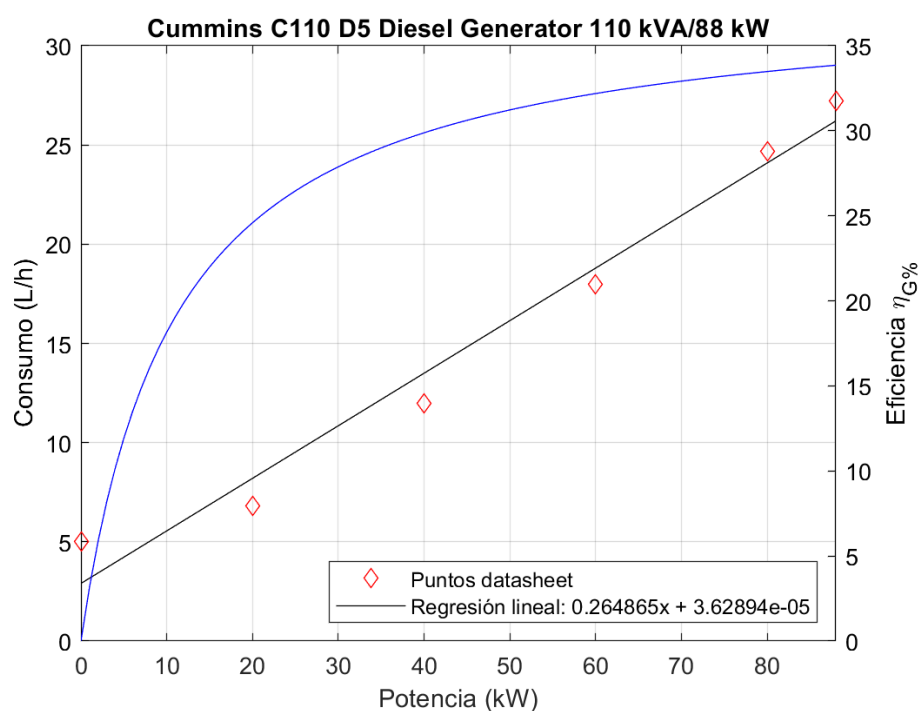


Figura 3.2. Modelo del generador diésel. Fuente: Elaboración propia.

Para mantener el consumo en condiciones óptimas los generadores operan en cierto rango de operación estándar que varía entre un 30 al 90% de la potencia nominal. El generador diésel alcanza su máxima eficiencia a potencia nominal. En carga parcial, por ejemplo, al 25% de la potencia nominal su consumo aumenta por unidad de energía producida.

### 3.2. Modelado del sistema fotovoltaico

El módulo fotovoltaico representa la unidad elemental de generación de corriente eléctrica del sistema fotovoltaico. Genera electricidad por acción del efecto fotoeléctrico cuando se expone a la radiación solar y es un medio que producción energética que dispone de la abundancia de la energía solar y contribuye a reducir el impacto antrópico sobre el medio ambiente.

Se modela un sistema fotovoltaico tomando en consideración las características no lineales de los módulos y para la simulación se aplica un modelo básico de seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) por parte de los inversores tipo *string*.

Las ecuaciones de balance energético utilizadas hacen referencia a modelos estándar citados en varios trabajos de investigación en las últimas décadas, y estos describen la potencia de salida en base a la irradiancia solar y temperatura de la celda.

Se desarrolla el modelado con las ecuaciones en términos de potencias de entrada y de salida, la modularidad de la programación permite añadir componentes y evaluar si cada componente del sistema cumple con los criterios de diseño y así establecer los parámetros que describen su comportamiento.

### 3.2.1. Modelo de la célula fotovoltaica

El circuito equivalente de una célula fotovoltaica se representa como una fuente de corriente con un diodo en paralelo. La irradiancia solar incidente a través de la célula produce una corriente proporcional en la salida de la fotocorriente. En primer lugar, cuando el circuito no recibe irradiación se presenta como un diodo sin tensión, al poco de recibir irradiación se genera una corriente que fluye por el circuito.

Para el desarrollo del modelo se utilizan los parámetros en condiciones STC y se basado en la celda fotovoltaica del circuito equivalente simplificado compuesto con diodo, una resistencia en paralelo y una carga resistiva en serie.

La célula fotovoltaica se compone por una unión p-n iluminada (fotocorriente) posicionada en polarización inversa. La resistencia en paralelo representa la corriente de oscuridad del componente fotosensible, cuyo valor puede ser relativamente grande y de una resistencia en serie como la resistencia interna de los componentes del circuito (Rahman, Varma, & Vanderheide, 2014).

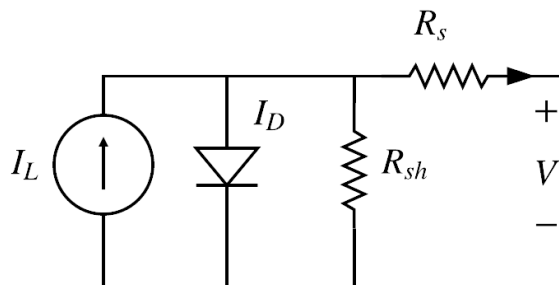


Figura 3.3. Célula fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

Los elementos de los componentes descritos en el circuito son una fuente de corriente  $I_L$  (A), la resistencia shunt de la célula FV,  $R_{sh}$  ( $\Omega$ ) conectada en paralelo, un diodo y la resistencia interna en serie  $R_s$  ( $\Omega$ ).

El balance de corrientes se presenta como:

$$I = I_L - I_D - I_{sh}$$

*Ecuación 3.6.*

La corriente del diodo  $I_D$  se compone de  $I_o$ , corriente de saturación inversa del diodo a una temperatura  $T$ , el factor de idealidad  $A$  -se estima un valor en función del modelo a simular-, la constante de Boltzmann  $k$  ( $= 1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$ ),  $q$  ( $= 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$ ) la carga del electrón y  $V$  la tensión del diodo.

$$I_D = I_o \left( e^{\frac{qV}{AkT}} - 1 \right)$$

*Ecuación 3.7.*

- $I_o$  representa la calidad de los materiales del diodo, un material óptimo implica una corriente menor.
- $I_o$  incrementa significativamente con la temperatura.
- Unos valores de la resistencia shunt muy bajos indican el estado de una célula degradada o defectuosa, implica un impacto en el rendimiento a baja irradiancia.
- Con la variación de temperatura la fotocorriente no varía significativamente.

Con lo anterior, se completa la ecuación generalizada de la célula fotovoltaica.

$$I = I_L - I_o \left( e^{\frac{V+IR_s}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$

*Ecuación 3.8.*

La resistencia interna  $R_s$  es producida por los contactos y el circuito, la resistencia shunt  $R_{sh}$  las pérdidas de corriente en la unión PN.

- La magnitud de la fotocorriente es directamente proporcional a la irradiancia.
- El impacto de las pérdidas de potencia es pronunciado a baja irradiancia solar.

$V_t$  corresponde al voltaje térmico de un diodo.

$$V_t = \frac{AkT}{q}$$

*Ecuación 3.9.*

La tensión en el diodo se agrupa como.

$$V_d = V + IR_s$$

*Ecuación 3.10.*

### 3.2.1.1. Características de los parámetros

La corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  depende de:

- La irradiancia solar y el espectro de luz (en usos comerciales se indica en STC). Esta varía linealmente con la irradiancia.
- Área de la celda fotovoltaica.
- Características de los materiales.
- Efecto de la temperatura.

En el caso de circuito abierto  $V = V_{OC}$ , se tiene la máxima tensión posible, cuya tensión máxima de salida depende de la calidad del material.

$$V_{OC} = \frac{AkT}{q} \ln\left(\frac{I_L}{I_o} + 1\right)$$

*Ecuación 3.11.*

- La tensión a circuito abierto depende de un coeficiente de temperatura de funcionamiento ya que se reduce su tensión en función la temperatura.

Con valores de  $R_s$ , se tiene que la corriente de cortocircuito es igual a la fotocorriente  $I_{sc} = I_L$  siendo la máxima corriente de la celda.

El factor de idealidad ( $A$ ) es medida de la calidad del material y se ve reflejado en una corriente de saturación menor y un incremento de la potencia de salida, los rangos varían por los materiales de manufactura del panel.

Se determina el factor 'A' de idealidad del diodo y para ello también se estiman los valores por las características del módulo en rangos entre  $1 < A < 2$  el material *monocristalino tipo n* y se toma el valor que más se aproxime a la característica real. Para el modelo del panel simulado aplica un valor aproximado de  $A = 1.685$  según los valores experimentados (Palankovski, 2001)

### 3.2.2. Modelo del módulo fotovoltaico

Para aumentar la potencia de las celdas estas se configuran en serie-paralelo formando un panel FV, en un conjunto de celdas dispuestas en una matriz.  $n_s$  y  $n_p$  como multiplicadores de tensión y corriente para las células dispuestas en serie-paralelo. La ecuación general se modifica nuevamente.

$$I = n_p I_L - n_p I_0 \left( e^{\frac{V + IR_s}{n_s V_t}} - 1 \right) - \frac{\left( \frac{n_p}{n_s} V + IR_s \right)}{R_{sh}}$$

Ecuación 3.12.

Los fabricantes de paneles FV, disponen los módulos en una configuración con celdas en serie hasta alcanzar una tensión nominal. Con ello se compone una celda de  $n_s = 1$  y  $n_p = 1$  y con  $n_p = 1$  el módulo con  $n_p = 1$  y  $n_s = 60$ .

### 3.2.2.1. Caracterización de los parámetros FV

Los parámetros que se extraen son  $I_L, I_0, R_{sh}, R_s$  y  $A$ . En el datasheet se obtienen  $V_{OC}, I_{SC}, V_{mp}, I_{mp}, n_s$ .

Los parámetros se determinan según las especificaciones del fabricante FV. Estos proveen suficiente información para encontrar los parámetros que permiten modelar la celda fotovoltaica.

En primer lugar, se obtienen los datos de voltaje en circuito abierto  $V_{OC}$  y corriente de cortocircuito  $I_{SC}$ .

---

#### Módulo LG330N1C-V5

---

$$I_{SC} = 10,45 \text{ A}$$


---

$$V_{OC} = 40,9 \text{ V}$$


---

Tabla 3.2. Valores de  $V_{OC}$  y  $I_{SC}$  del módulo FV.

En condición de cortocircuito, la corriente del fotoeléctrico  $I_L$  se aproxima a su valor máximo.

Las pérdidas en el diodo, al tener valores muy bajos se simplifican. Las corrientes se aproximan como  $I_d \approx 0$  e  $I_{sh} \approx 0$ . Por lo que resulta  $I_L = I_{SC}$  a temperatura e irradiancia de referencia.

Con lo anterior, se especifica la dependencia de la corriente del fotoeléctrico  $I_L$  respecto a la temperatura e irradiancia de referencia.

$$I_L = [I_{SC} + K_I \Delta T] \cdot \lambda$$

Ecuación 3.13.

$K_I$ : Coeficiente de temperatura de cortocircuito de la celda.

$\Delta T = T - T_{STC}$  (temperatura de referencia de la celda)

$$\lambda = G/G_{STC}$$

Donde la corriente fotoeléctrica  $I_L$  con referencia a  $T_{STC}$  se toma bajo pruebas condiciones estándar (CEM o STC) definido por  $1 \text{ kW/m}^2$  y el espectro AM1.5G a  $25^\circ\text{C}$  de temperatura la corriente del fotoeléctrico.

La resistencia shunt se caracteriza con las siguientes consideraciones previas.

- La pendiente en el punto  $V = 0$  de la curva  $I - V$ .
- Su impacto en la eficiencia de la celda FV a bajos niveles de irradiancia.

La corriente de saturación de la celda también varía con la temperatura.

$$I_o = I_{rr} \left( T_c / T_{Ref} \right)^3 e^{q \cdot E_g \left( \frac{1}{T_{Ref}} - \frac{1}{T_c} \right) / kA}$$

*Ecuación 3.14.*

Donde  $I_{rr}$  corresponde a la corriente de saturación inversa definida una temperatura de referencia y radiación,  $E_g$  la banda prohibida de energía [eV] entre la banda de valencia y la banda de conducción del semiconductor.

$$I_{rr} = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{qV_{OC}}{n_s kAT} - 1}}$$

*Ecuación 3.15.*

La banda prohibida de energía varía según la temperatura, al igual que las componentes anteriores, esta se obtiene según (Y.P.Varshni, 1967).

$$E_g = E_{g0} - \alpha T^2 / (T + \beta)$$

*Ecuación 3.16.*

Para efectos prácticos se aplica el caso ideal, donde la resistencia interna es nula, y el valor de la resistencia shunt infinita. La corriente neta que circula supone la diferencia entre la corriente del fotoeléctrico,  $I_L$  y del diodo  $I_D$ . Se asume que  $R_S = 0$  y el shunt  $R_{SH} = \infty$ .

Con lo anterior, suponiendo una salida de corriente nula, se puede obtener la tensión en circuito abierto  $V_{OC}$  a la temperatura de referencia.

La variación de la resistencia shunt  $R_{sh}$  está inversamente relacionada con las pérdidas de corriente a tierra y la resistencia ideal puede tender a infinito para trabajar sin fugas de corriente, por otra parte, la resistencia interna  $R_S$  causa importantes variaciones en la salida de potencia del módulo.

### 3.2.2.2. Factor de forma de una celda fotovoltaica

El factor de forma ( $FF$ ) es indicador de referencia para calcular la energía que es posible extraer de la celda fotovoltaica.

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{oc}I_{sc}} = \frac{I_{mp}V_{mp}}{V_{oc}I_{sc}}$$

*Ecuación 3.17.*

La curva característica corriente-voltaje predice el desempeño de la célula respecto a la potencia máxima de salida, utilizando los datos del *datasheet* bajo especificaciones STC.

$$P_{mp} = V_{oc}I_{sc} \cdot FF$$

*Ecuación 3.18.*

Donde los parámetros  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$  y  $FF$  corresponden a la tensión en circuito abierto de la fotocélula (V), la corriente de cortocircuito (A) y al factor de forma respectivamente.

La hora solar piso (HSP) es un factor adimensional correspondiente a la cantidad de irradiancia que recibe una superficie en un metro cuadrado, con cada unidad de HSP correspondiente a  $1000W/m^2$ .

$$HSP = \frac{G_{módulos}}{G_{stc}}$$

*Ecuación 3.19.*

Donde  $G_{módulos}$  es la irradiancia real incidente sobre la superficie de los módulos y  $G_{stc}$  es la irradiancia en STC ( $1000W/m^2$ ).

El modelo matemático de la potencia de salida en un tiempo  $t$  sigue como:

$$P_{pv}(t) = V_{pv}(t)I_{pv}(t) [W]$$

*Ecuación 3.20.*

El parámetro  $P_{pv}(t)$  [W] corresponde a la potencia de salida y con una tensión de salida  $V_{pv}$  [V] y corriente de salida  $I_{pv}$  [A] respectivamente.



Como la producción energética real es más baja que la teórica, se aplican algunos factores de corrección por pérdidas de eficiencia. En el inversor se consideran pérdidas por suciedad, sombreado, desajuste de los paneles, tolerancia del fabricante, pérdidas del cableado, pérdidas por envejecimiento de los componentes, etc.

Al modelar la célula fotovoltaica nos encontramos que la tensión en circuito abierto, corriente de cortocircuito y potencia máxima del *datasheet* varían según la temperatura. Con las ecuaciones anteriores y los datos del proveedor, se hallan las rectas pendientes con la variación de temperatura en condiciones STC.

#### Coefficiente de temperatura

$$K_I = +0,03 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{OC} = -0,27 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$$

$$P_{max} = \frac{-0,36 \text{ } \%}{^{\circ}\text{C}}$$

Tabla 3.3. Coeficientes de temperatura de la célula FV.

#### 3.2.2.3. Validación del módulo fotovoltaico

Se procesa el modelo en MATLAB para diferentes niveles de irradiancia solar. La potencia máxima del fabricante alcanza los 330 W de potencia.

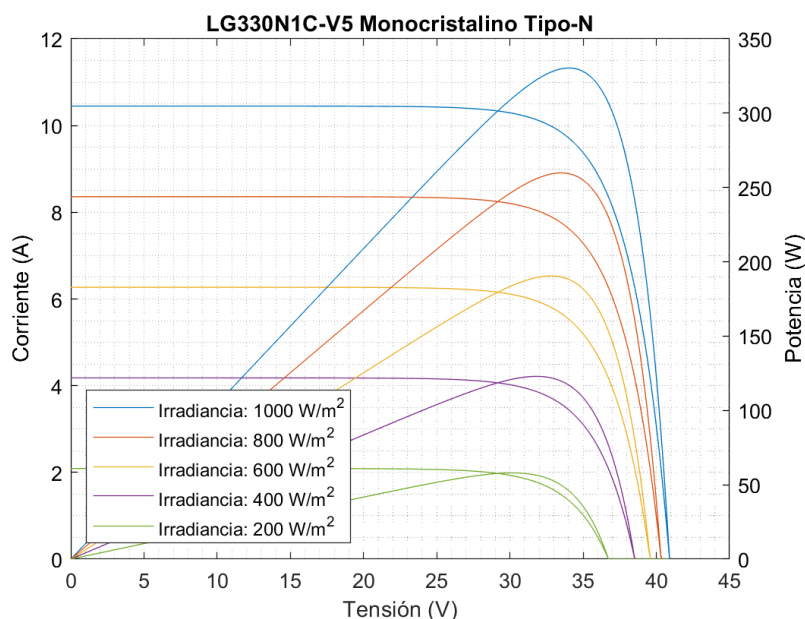


Figura 3.4. Validación modelo FV en MATLAB. Fuente: Elaboración propia.

### 3.3. Modelado del inversor fotovoltaico

El inversor es un convertidor de potencia con la capacidad transformar corriente continua (CC) en corriente alterna (CA), a una tensión y frecuencia determinadas. Este elemento se sitúa entre el generador fotovoltaico (CC) y la barra colectora (AC). Es indispensable para alimentar las cargas AC en sistemas fotovoltaicos aislados y permite integrar la planta FV a una microrred.

Las aplicaciones son varias, desde optimizar la producción del sistema FV y operar en el punto de máxima potencia (MPP), integrar seguridad al sistema, por ejemplo, para el monitoreo de aislamiento de cargas DC, conmutación de energía, control de velocidad de motores eléctricos y hasta la inyección de energía a la red eléctrica (respetando los reglamentos definidos por los códigos de red nacional), por ejemplo, a 230V de valor eficaz a una frecuencia de 50 Hz.

Los parámetros técnicos generales de un inversor son el rango de tensión MPP, el voltaje máximo de entrada, la corriente máxima de entrada y la potencia nominal AC. Estos valores son utilizados para el dimensionamiento del sistema.

Algunos parámetros deben ser limitados a un valor de seguridad, como la corriente de entrada, para no exceder su límite y prevenir daños al inversor y de funcionamiento, como de tensión de entrada con un mínimo requerido por el inversor, por lo que se considera el *datasheet* del fabricante en el modelado del convertidor de potencia.

#### 3.3.1. Conversión CC – CA

Este componente se modela en relación con las potencias de entrada (CC) y salida (CA) del convertidor y basado en los datos del fabricante. La eficiencia de la conversión depende de la calidad del inversor con ello se pueden alcanzar valores de hasta  $\eta_{inv} \leq 95\%$ .

La característica más importante de un inversor es su rendimiento y necesario para evaluar las pérdidas en la conversión de potencias. Con ello su eficiencia se define como cociente entre la potencia activa suministrada por el inversor y la potencia continua de entrada.

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC_{inv}}}{P_{DC_{inv}}}$$

*Ecuación 3.21*

Los inversores no operan permanentemente en el valor pico de eficiencia por lo que se modela su perfil de rendimiento en función de la potencia. Una propuesta para valorar el rendimiento es del Joint Research Center (JRC/Ispira) cuya ecuación se encuentra en los datasheets de los principales fabricantes de inversores para evaluar la eficiencia.

$$\eta_{EU} = (0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%})$$

Ecuación 3.22

$\eta_{5\%}, \eta_{10\%}, \eta_{20\%}, \eta_{30\%}, \eta_{50\%}, \eta_{100\%}$ : Valores normalizados de eficiencia de conversión respecto al 5%, 10%, 20%, 30%, 50% y 100% de la potencia nominal del inversor (G.A.Rampinelli & A.Krenzinger, 2014) con pruebas a varios niveles de tensión. Se consideran los siguientes valores en el modelado.

$V_{MPP,min}$ : Tensión mínima del inversor en el punto de máxima potencia.

$V_{nom,inv}$ : Tensión nominal de entrada del inversor.

$V_{MPP,max}$ : Tensión máxima de entrada del inversor.

Según estudios de Sandia National Laboratories la influencia de la temperatura sobre el rendimiento se puede omitir (King D. , Gonzalez, Galbraith, & Boyson, 2007) en el modelo, por la ligera variación en el rendimiento y por el sustancial aumento en la validación de la simulación

La caracterización de la potencia de salida CA dependiente de potencia de una entrada en CC se basa en *Sandia Inverter Model* basado en unos coeficientes empíricos obtenidos del *datasheet* del fabricante (King D. L., Gonzalez, Galbraith, & Boyson, 2007).

La relación entre  $P_{ACinv}$ , y  $P_{DCinv}$  procede como:

$$P_{ACinv} = \left( \frac{P_{ACO}}{(A - B)} - C(A - B) \right) (P_{DCinv} - B) + C(P_{DC} - B)^2$$

$$A = P_{DCO} \left( 1 + C_1(V_{DCinv} - V_{DCO}) \right)$$

$$B = P_{SO} \left( 1 + C_2(V_{DCinv} - V_{DCO}) \right)$$

$$C = C_0 \left( 1 + C_3(V_{DCinv} - V_{DCO}) \right)$$

$P_{ACinv}$ : Potencia AC de salida del inversor (W) basado en la tensión y potencia de entrada.

$P_{ACO}$ : Potencia asignada AC de salida del inversor (W), se asume como el límite superior en condiciones nominales de operación.

$P_{DCinv}$ : Potencia de entrada DC (W), se asume como la potencia máxima del generador fotovoltaico.

$P_{DC0}$ : Potencia asignada de CC (W) donde se alcanza la potencia nominal CA en condiciones de operación de referencia.

$V_{DC_{inv}}$ : Tensión de entrada DC (V), se asume como la tensión de la potencia máxima del sistema fotovoltaico.

$V_{DC0}$ : Tensión nominal del inversor (V).

$P_{S0}$ : Potencia requerida para entrar en operación, autoconsumo del inversor (W).

$C_0$ : Parámetro que define la curva característica (parabólica) de la relación entre potencia en CC y CA a condiciones de referencia, un valor de cero implica una relación lineal (1/W).

$C_1$ : Coeficiente empírico que permite que  $P_{DC0}$  varíe linealmente con la entrada CC, con un valor por defecto de 0 (1/V).

$C_2$ : Coeficiente empírico que permite que  $P_{S0}$  varíe linealmente con la entrada CC, con un valor por defecto de 0 (1/V).

$C_3$ : Coeficiente empírico que permite que  $C_0$  varíe linealmente con la entrada CC, con un valor por defecto de 0 (1/V).

Los parámetros  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  son valores empíricos determinados experimentalmente, se les asigna el valor por defecto nulo para el modelado del inversor fotovoltaico.

### 3.3.2. Determinación de los parámetros del inversor

La información se extrae del datasheet del fabricante. Se utiliza como modelo de referencia el inversor STP 25000TL-30 de SMA. Es un inversor en string para sistemas descentralizados, se selecciona al ser un modelo probado en distintas instalaciones híbridas y modularidad del sistema FV.

Sunny Tripower 25000TL-30		
Datos técnicos	Parámetro	Valor asignado
<b>Entrada CC</b>		
Potencia máx. del inversor fotovoltaico	$P_{DC}$	45000 $W_P$
Potencia asignada de CC	$P_{DC0}$	25550 $W$
Tensión de entrada máxima	$V_{DC}$	1000 $V$

Tensión asignada de entrada	$V_{DC0}$	600 V
<b>Salida CA</b>		
Potencia asignada CA (230 V, 50 Hz)	$P_{ACO}$	25000 W
Potencia CC requerida para empezar inversión	$P_{SO}$	$\approx 1\% P_{DC}$
Coeficiente empírico 0	$C_0$	$-5,3216 \cdot 10^{-7}$
Coeficiente empírico 1	$C_1$	$-2,1206 \cdot 10^{-5}$
Coeficiente empírico 2	$C_2$	$-8.7060 \cdot 10^{-4}$
Coeficiente empírico 3	$C_3$	$-3.5122 \cdot 10^{-4}$

Tabla 3.4. Parámetros del inversor.

### 3.3.3. Validación del modelo de inversor fotovoltaico

Se valida en modelo en MATLAB para varios niveles de tensión dentro del rango nominal de funcionamiento del inversor.

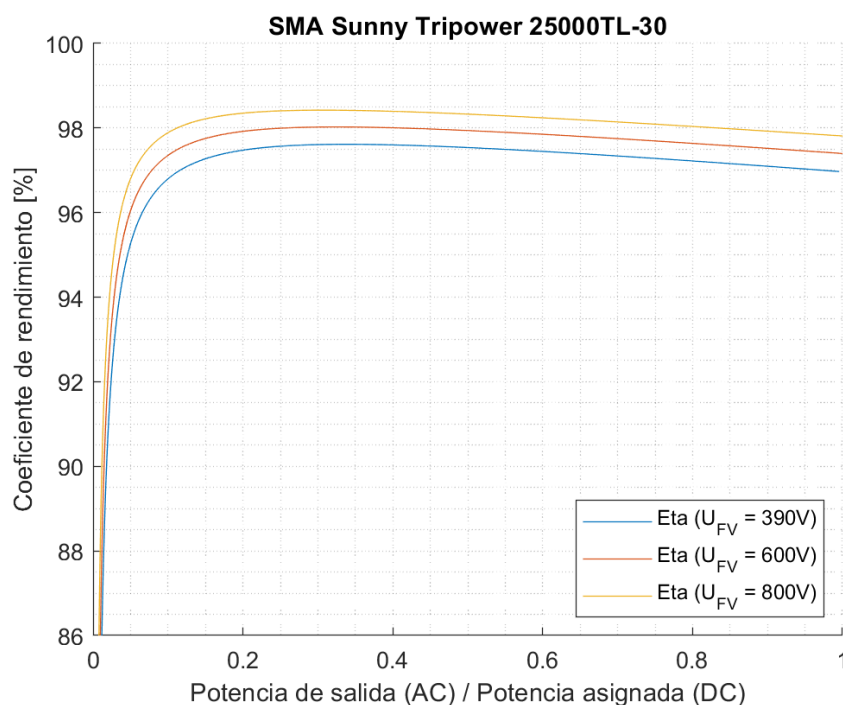


Figura 3.5. Validación del inversor FV en MATLAB. Fuente: Elaboración propia.

La tensión del inversor varía a lo largo del día. Se valida el modelo en condiciones ideales de irradiancia. El rango de tensión del inversor varía de  $V_{MPP,min} \leq V_{inv} \leq V_{MPP,max}$  [390, 800 V]

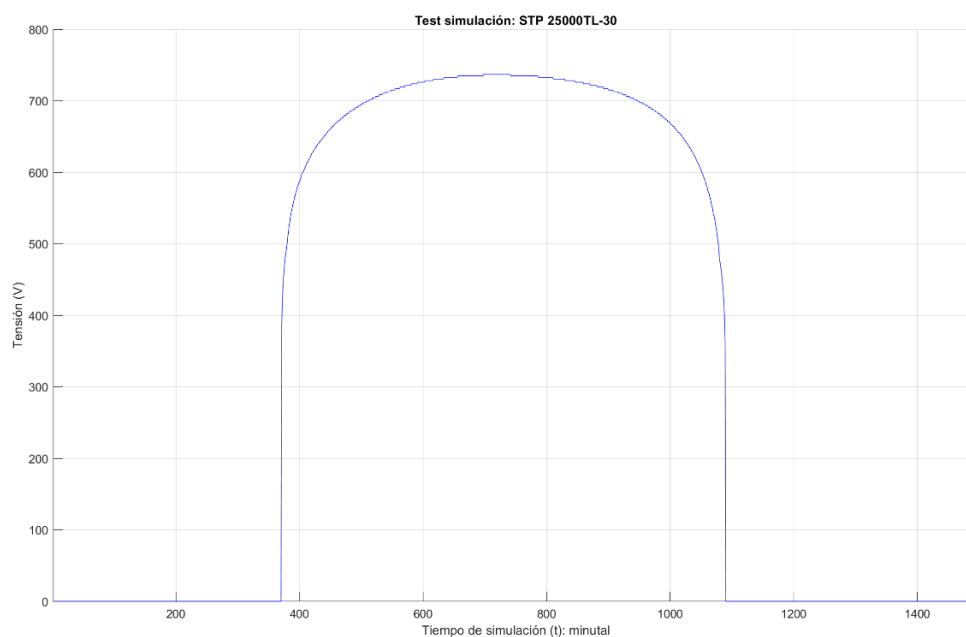


Figura 3.6. Tensión del inversor fotovoltaico a lo largo de un día. (Elaboración propia).

### 3.4. Modelado del sistema EMS

El modelo del sistema EMS se divide en dos aproximaciones. Un primer enfoque respecto a la resolución del balance de energía se denomina Modo A -o seguimiento de la carga-, en el cual el balance de energía se hace de manera inmediata respecto una carga variable a lo largo del tiempo. Es decir, el manejo de potencias es relativo a la carga y actúa conforme a los generadores activos.

La segunda aproximación se denomina Modo B -o control absoluto de potencias respecto a la reserva rodante del grupo generador-. En este segundo caso, el controlador actúa mediante un *setpoint* en comunicación con los datos de producción fotovoltaica y de reserva rodante después de alimentar una carga a lo largo del tiempo y toma en consideración el funcionamiento dinámico de los generadores, es decir, los tiempos de arranque y parada de los generadores del grupo electrógeno.

El enfoque del programa dentro entorno MATLAB se desarrolla con el concepto de POO (programación orientada a objetos), donde cada componente se programa en diferentes módulos, con lo que se permite el ingreso de un número variable de generadores, inversores y módulos, y cada uno con características únicas y funcionalidades diferentes.

El sistema EMS se desarrolla como una clase para comunicar los distintos módulos del programa (módulo fotovoltaico, inversor, sistema fotovoltaico y generadores), para realizar un balance de cargas. Con ello se preparan varios escenarios de simulación, recopilación de datos y procesamiento de estos datos para retornar esta información al *script* principal.

### 3.4.1. Control del grupo electrógeno

Los generadores diésel ofrecen flexibilidad de funcionamiento, ya que estos tienen un arranque rápido y pueden operar bajo un amplio rango de cargas. Pero tienen ciertos límites operativos para asegurar un funcionamiento estable. Si no se opera respetando estos límites, el motor y el alternador pueden sufrir daños irreparables o en el mejor de los casos un desgaste excesivo que acortaría su vida útil.

#### 3.4.1.1. Límites de operación del grupo electrógeno

**Tiempo mínimo de operación.** Una vez se inicia el arranque el generador no se debe detener inmediatamente. El grupo electrógeno toma un tiempo en calentarse para entrar en operación, un cambio brusco de temperatura (enfriamiento) puede dañar los componentes del generador. Los tiempos mínimos de operación varían desde varios minutos a horas. Se opta por el control de tiempos mínimos de arranque y desconexión (entre 3 y 5 minutos).

**Carga mínima.** Es un parámetro crítico. Una planta diésel funciona con una carga mínima. Una operación bajo la carga mínima especificada por el fabricante puede causar pérdidas de eficiencia, daños en los equipos y producción de hollín en el escape. Los valores típicos van del 30% al 45% de la potencia nominal del grupo electrógeno. Se opta por un valor del 30%.

**Carga máxima (o potencia nominal).** Es la carga máxima de potencia que puede soportar un grupo electrógeno que permite manejar breves periodos de sobrecarga (sobre la potencia nominal) como los picos de carga imprevistos.

**Salto o rampa de carga.** Puede ocurrir una oscilación de carga durante un intervalo de tiempo ( $\Delta P$ ). Una rampa ascendente se produce por el aumento repentino de demanda. El efecto de disminución brusca de la carga supone una rampa descendente. Los grupos electrógenos pueden pasar de carga mínima a máxima en pocos segundos. Se programa el EMS para prevenir una rampa que sobrecargue el generador.

**Eficiencia a diferentes cargas.** La eficiencia de un grupo electrógeno diésel se mide en base a la conversión del combustible en electricidad. La eficiencia a carga parcial describe el rendimiento del generador funcionando bajo la potencia nominal. La eficiencia más alta se produce entre el 85 a 100% de carga máxima. La eficiencia de conversión de combustible en electricidad se cifra entre un 30 a 45%. Cuanto más baja la carga menor será la eficiencia del grupo electrógeno.

El sistema híbrido debe ser capaz de reaccionar a cambios de carga imprevistos. Para mantener la estabilidad del sistema se debe considerar la reserva activa y el número de generadores. Además, la tensión debe ser constante y la frecuencia oscilar dentro de un rango aceptable.

**Reserva activa o rodante (RR).** Del inglés, *spinning reserve (SR)*. Es la capacidad energética disponible del grupo electrógeno para hacer frente a una variación imprevista en la carga. La reserva rodante (RR) se define como la diferencia entre la potencia nominal de generadores activos ( $P_{nom,gen_{activos}}$ ) y la demanda actual ( $P_L$ ). La potencia FV puede contribuir a reducir la carga.

$$RR(t) = \sum_{i=1}^{n_{activos}} P_{nom,gen_{activos}} + P_{FV}(t) - P_L(t)$$

Ecuación 3.23

Los valores aplicados a cada generador dependen del tipo de control. La carga se reparte proporcionalmente por la potencia nominal del generador, por lo que la reserva rodante será equivalente en el grupo electrógeno. Por lo que, en operación normal, la carga máxima del grupo electrógeno es del 90-95% de la potencia nominal.

**Número de generadores.** Se disponen de suficientes generadores para cubrir una demanda máxima sin interrupción del sistema. Si una unidad falla o debe apagarse, debe funcionar como mínimo un generador de reserva para cubrir la demanda sin interrupción. Se aplica el criterio nivel de seguridad ( $n + 1$ ), siendo  $n$  el número de generadores en funcionamiento. Si un generador queda fuera de servicio, el sistema pone en marcha el generador(es) de reserva.

**Reserva no activa.** Se pone en marcha en caso de no disponer suficiente energía. Si la demanda supera la potencia nominal del grupo generador, el sistema de control procede a poner en marcha el generador de reserva. Este proceso puede tomar varios minutos antes de poder inyectar electricidad la microrred. Durante este periodo de tiempo el grupo generador puede funcionar en sobrecarga para cubrir el déficit de energía.

#### 3.4.1.2. Dimensionado de reserva rodante o activa (RR).

La reserva activa debe ser suficiente para prever un aumento sustancial de la carga. Los parámetros necesarios para tomar en cuenta son:

- Salto de carga (o *step load*). El controlador se prepara para eventuales cargas individuales de gran potencia. Por ejemplo, un motor industrial.
- Caída de FV. La tensión de un sistema fotovoltaico depende de la irradiación solar, ante un evento, como el paso de una nube, la potencia de salida disminuirá, resultando en una mayor



carga para los generadores. Se debe tener una reserva suficiente de energía eléctrica para cubrir la demanda.

Se impone un límite de reserva rodante en el controlador.

$$RR_{min}(t) = 20\% \cdot P_{FV}(t) + 20\% \cdot P_L(t)$$

*Ecuación 3.24*

El límite de reserva rodante puede variar en función del dimensionado de la instalación, picos de carga, caída de FV máxima y lugar de emplazamiento por lo que estos valores en (%) son estimativos en función de las simulaciones.

### 3.4.2. Control del sistema fotovoltaico

Son dos tipos de sistemas de control de un conjunto FV en una microrred se clasifican como:

- Sistema de control pasivo.
- Sistema de control activo.

El sistema de control pasivo es simple de implementar. Se establece un *setpoint* al controlador FV y la potencia generada por el grupo electrógeno se considera negativa según la siguiente función:

$$P_{FV\_SETPOINT} = P_L - P_{gen\_min}$$

*Ecuación 3.25*

$P_{FV\_setpoint}$ : Valor o consigna para regular el sistema FV.

$P_{gen\_min}$ : Potencia mínima del generador diésel.

Se denomina sistema de control pasivo por establecer un *setpoint* o valor de consigna que solo afecta al sistema FV y no a la operación de los generadores diésel.

El sistema de control activo es más complejo ya que se establecen consignas en ambos elementos de generación eléctrica.

Con un valor consigna  $P_{FV\_setpoint}$  para el sistema FV y  $P_{gen\_setpoint}$  para el grupo electrógeno. Este controlador envía una consigna para regular la potencia activa y reactiva de los generadores diésel para operar en los niveles de carga eficientes. Además, se controla la parada y arranque de los generadores, así como el ajuste las reservas de energía.

Con el sistema de control activo total obtiene un incremento de FV, pero aumenta en complejidad y su coste de implementación es superior ya que requiere más *hardware*.

El sistema de control activo requiere una doble comunicación (vía bus) entre el controlador y la planta generadora, así como un *software* específico para procesar la información. Por otra parte, el sistema pasivo incurre en menores costes de inversión inicial solo ya que solo regula los módulos fotovoltaicos.

### 3.4.3. Modo A: Seguimiento de la carga respecto a los generadores activos

Con el control relativo de potencia o 'Modo A', el control de los generadores se limita a seguir la entrada de carga a lo largo del tiempo de simulación. Los umbrales de conexión y desconexión de los elementos del grupo electrógeno dependen de la potencia nominal de los generadores activos. De acuerdo con este principio se tienen dos tipos de operación:

- Conexión de los generadores. Es dependiente de la potencia nominal de los generadores activos. Se activa la consigna de activación cuando el umbral supera el 90% de la potencia nominal.
- Desconexión de los generadores. También depende de los generadores activos. La consigna de desconexión se activa cuando no se supera un umbral mínimo del 40% de la potencia nominal.

Es un sistema de control pasivo y se establece un límite  $P_{FV_{setpoint}}$ . En el caso de que la potencia fotovoltaica supere este umbral, el inversor regula la potencia fotovoltaica hasta alcanzar el *setpoint* establecido. Los excesos de energía se disipan para que los generadores activos puedan funcionar en la carga mínima.

Para la lectura de datos, se establecen tiempos diezminutales respecto a la carga y el control del sistema regula la potencia de los generadores activos en cada proceso de iteración.

## 3.4.4. Diagrama de flujo: Modo A

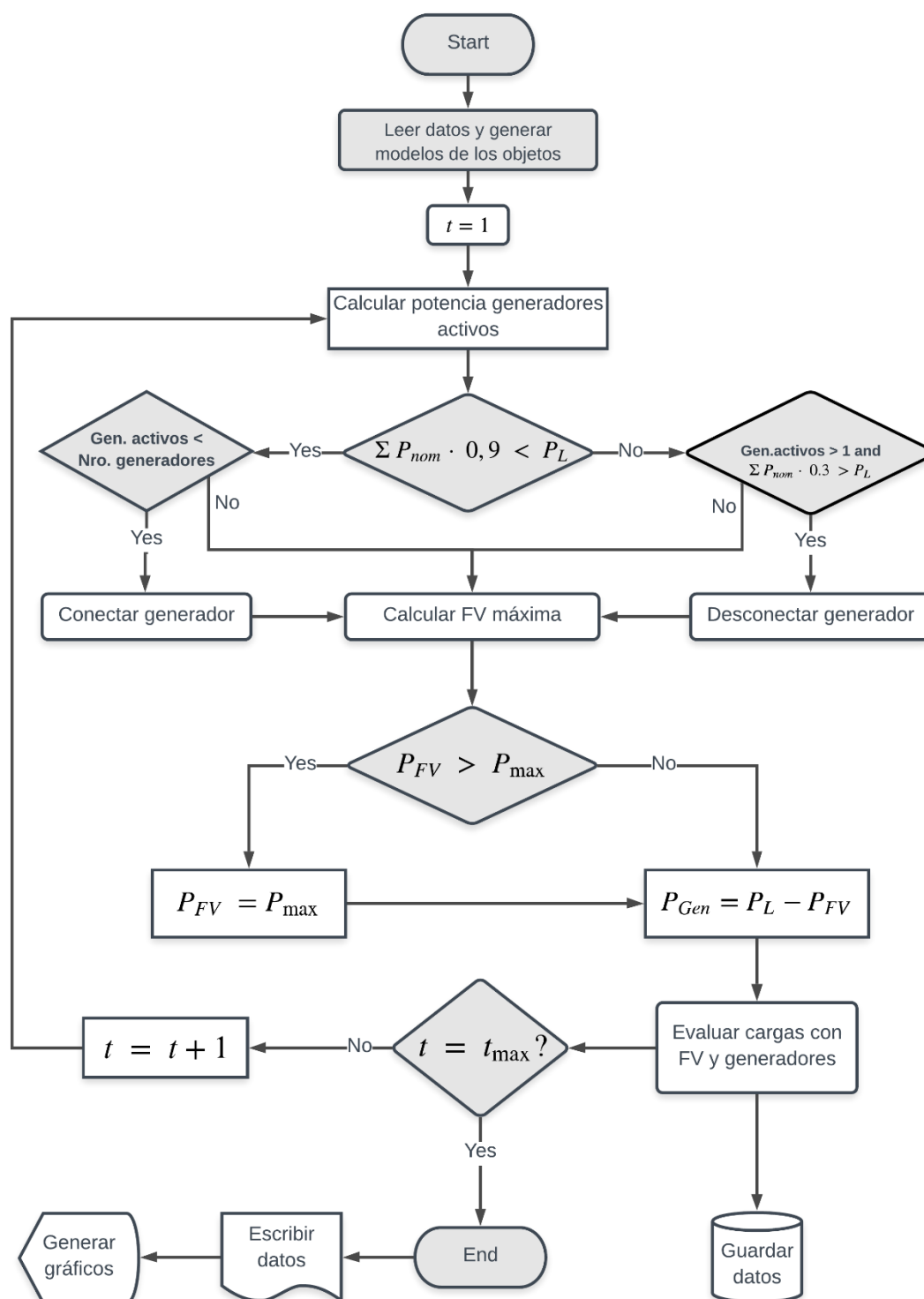


Figura 3.7. Diagrama de flujo. Modo A. Fuente: Elaboración propia. Generado en Lucid Software Inc.

### 3.4.5. Modo B: Control respecto a la reserva rodante del grupo electrógeno.

El control absoluto de potencias o ‘Modo B’ se realiza a través de la reserva rodante del grupo generador. Con ello, un *setpoint* de reserva rodante indica la potencia mínima requerida por los generadores activos para suplir eventuales subidas de carga o cortes de suministro de energía fotovoltaica.

La reserva rodante cambia a lo largo del tiempo y se establece cada minuto al pronosticar la carga y potencia fotovoltaica. Tiene capacidad de enviar consignas al grupo electrógeno para conectar y desconectar los generadores individualmente.

Se establecen tiempos de apagado y encendido mínimos en los generadores para simular el comportamiento dinámico de estos elementos y acotar su operación dentro de unos límites operacionales.

Este sistema de control activo puede obtener datos de producción fotovoltaica y establecer *setpoints* para el grupo electrógeno en base a la producción y las cargas variables.

Para el control de los generadores se calcula la reserva rodante mínima requerida. Si esta reserva se encuentra por debajo del umbral establecido del *setpoint*, se conecta un generador.

$$N_{gen} \geq 1$$

Ecuación 3.26

$$N_{gen,activos} < N_{gen}$$

Ecuación 3.27

$$RR_{min}(t) \leq 20\% \cdot P_{FV}(t) + 20\% \cdot P_L(t)$$

Ecuación 3.28

Si se cumplen las condiciones Ecuación 3.26), Ecuación 3.27) y Ecuación 3.28) se procede con la conexión de uno de los generadores. Para evitar una conexión innecesaria de un generador se verifica la condición Ecuación 3.28) para los instantes  $(t + 1)$ ,  $(t + 2)$  y  $(t + 3)$  mediante una regresión lineal de los datos de carga y producción FV.

$$N_{gen,activos} \geq 1$$

Ecuación 3.29

Para la desconexión de un generador se debe cumplir Ecuación 3.29), pero se añade una estimación de la reserva mínima en base a los datos de carga y producción fotovoltaica futuros.

$$RR_{min}(t) \geq 20\% \cdot P_{FV}(t) + 20\% \cdot P_L(t)$$

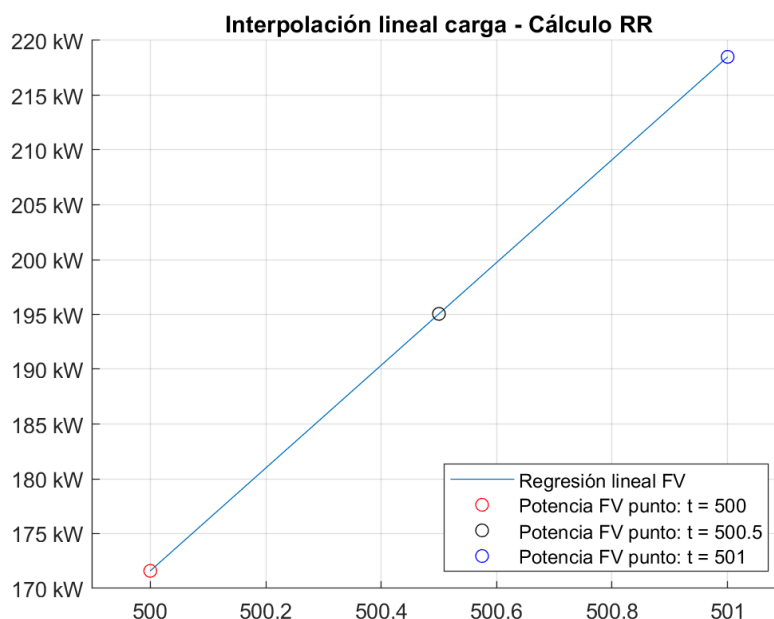
*Ecuación 3.30*

Para desconectar un generador la condición Ecuación 3.30) se debe verificar para  $(t + 1)$ ,  $(t + 2)$  y  $(t + 3)$  con calculando estos casos para  $N_{gen,activos} - 1$ . Se aplica el seguimiento minutal de la producción fotovoltaica y de la carga para estimar los datos de verificación.

Los datos diezminutales se evalúan mediante una regresión lineal para cada instante  $(t)$  y con ello se comprueban estas condiciones para cada instante de tiempo.

### 3.4.5.1. Verificación de condiciones: Procesado de datos mediante regresión lineal

Como se señala en el apartado anterior, para evaluar las condiciones de conexión y desconexión de los generadores, se calculan la producción FV y carga mediante una regresión lineal para cada iteración, la producción de fotovoltaica y demanda de potencia activa.



*Figura 3.8. Interpolación lineal de la carga. (Elaboración propia).*

Los datos de carga obtenidos aumentan la precisión en los cálculos de balances energéticos.

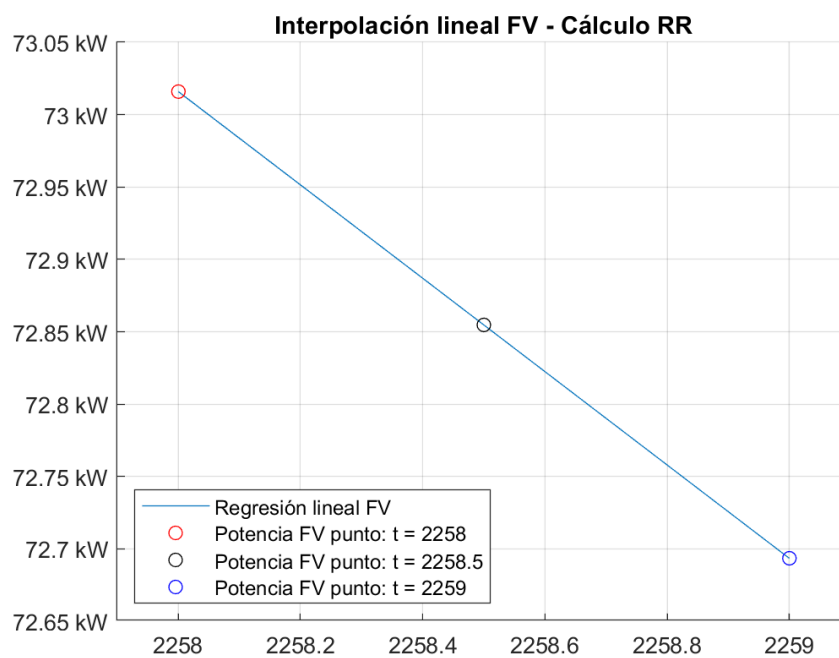


Figura 3.9. Interpolación lineal FV. (Elaboración propia).

La producción fotovoltaica se puede evaluar minutalmente para el balance de energía. Las tendencias de la carga y de FV indican si el sistema precisa de más reserva rodante, con ello se dota de inteligencia al controlador para evaluar los balances y tomar decisiones.

## 3.4.6. Diagrama de flujo: Modo B

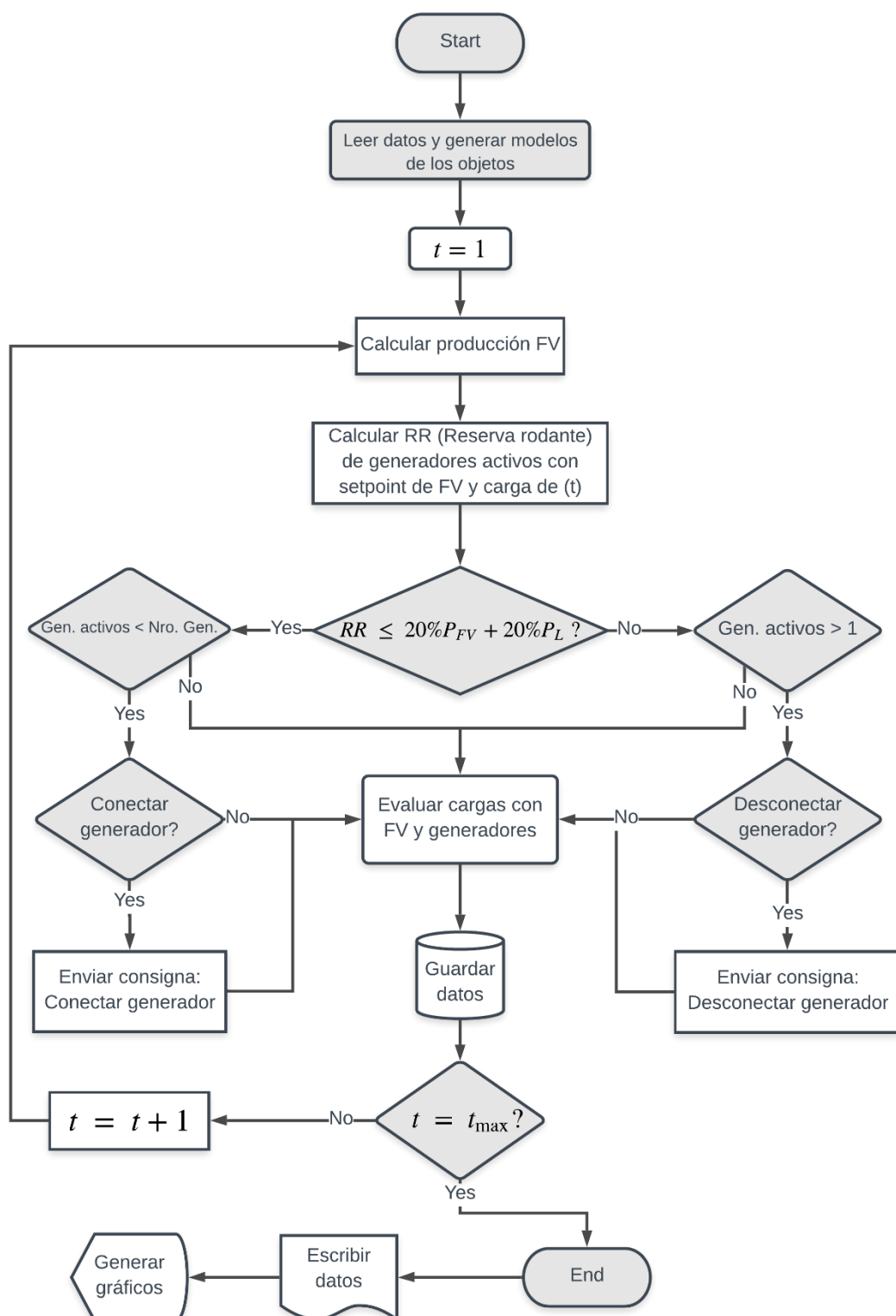


Figura 3.10. Diagrama de flujo. Modo B. Fuente: Elaboración propia. Generado en Lucid Software Inc.

## 3.4.7. Diagrama de clases del sistema EMS

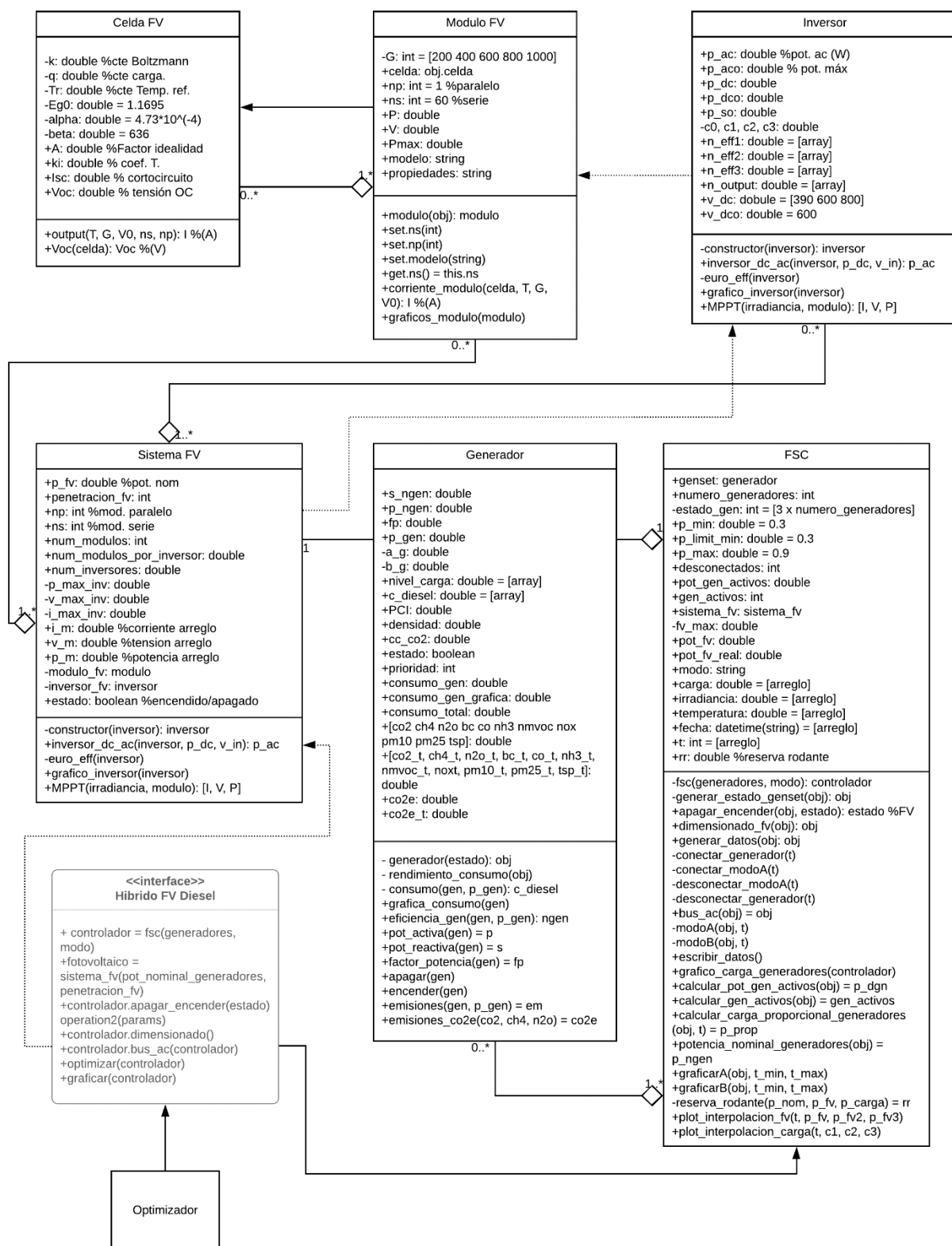


Figura 3.11. Diagrama de clases del sistema híbrido solar-diésel. Fuente: Elaboración propia. Generado en Lucid Software Inc.



## 4. Análisis de datos

Primero se registran los datos meteorológicos (irradiancia y temperatura ambiente) del emplazamiento para evaluar el potencial energético, a continuación, se analiza el perfil de consumo. Con los datos obtenidos se realiza una simulación y se interpretan los resultados para determinar la viabilidad del proyecto.

### 4.1. Descripción general

Los datos de carga diezminutales del proyecto se extraen del hospital universitario de An-Najah localizado ciudad de Nablus (Palestina), datos proveídos por el tutor.

Estos datos se acotan a una semana por motivos de memoria del sistema, aunque la simulación se puede aplicar para varias semanas, un mes, incluso para un año.

Con las herramientas de simulación se evalúa el desempeño de la instalación. Con lo anterior, se configura el diseño de la instalación dependiendo de las restricciones de la operación de planta diésel y el rendimiento FV.

### 4.2. Metodología

El análisis de datos del proyecto se puede resumir en los siguientes puntos:

- Obtención de datos. Irradiancia y temperatura.
- Evaluación del perfil de demanda y proyección de los patrones de consumo futuros.
- Análisis del grupo electrógeno, especificaciones y *datasheets* de los grupos electrógenos.

### 4.3. Recolección de datos.

El primer paso consiste en la recolección de datos meteorológicos y de irradiancia. Estos se obtienen de la base de datos PVGIS del Joint Research Centre de la comisión europea.

### 4.4. Estimación del recurso solar

Las simulaciones se realizan para días del año para ello se obtienen los datos mediante la herramienta PVGIS mediante datos satelitales. Los datos correspondientes a la temperatura se evalúan como la media mensual de temperatura ambiente, con el fin de estimar la temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

#### 4.4.1.1. Determinación de la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos

Se determina el ángulo mediante la herramienta PVGIS para optimizar la máxima captación de energía anual. El cálculo toma en cuenta la localización satelital y la irradiación solar global anual ( $kWh/m^2$ ), tabla que se adjunta en los anexos en formato Excel.

Los datos de irradiación se obtienen en base a datos satelitales, la localización en coordenadas GPS del hospital universitario nacional An-Najah en grados decimales: latitud: 32.239258, longitud: 35.245780.

La optimización del sistema permite obtener una inclinación de  $27^\circ$  para un azimut de  $6^\circ$  (orientación sur) para la estimación de máxima radiación solar global para todo el año. Los módulos estarán montados sobre estructuras fijadas con los ángulos óptimos definidos.

**PVGIS Estimates of long-term monthly averages**

Location: 32°14'21" North, 35°14'44" East, Elevation: 611 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 27 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.7 %

Month	$H_h$	$H_{opt}$	$I_{opt}$
Jan	2740	3800	55
Feb	3380	4260	46
Mar	5010	5750	35
Apr	6030	6270	20
May	7350	7050	7
Jun	8230	7530	0
Jul	8050	7520	3
Aug	7370	7440	15
Sep	6110	6870	31
Oct	4700	5880	44
Nov	3410	4760	54
Dec	2680	3880	57
<b>Year</b>	<b>5430</b>	<b>5930</b>	<b>27</b>

$H_h$ : Irradiation on horizontal plane ( $Wh/m^2/day$ )

$H_{opt}$ : Irradiation on optimally inclined plane ( $Wh/m^2/day$ )

$I_{opt}$ : Optimal inclination (deg.)

Figura 4.1. Ángulo óptimo. Fuente: PVGIS.

#### 4.4.1.2. Irradiancia

Para generar la tabla de datos de radiación solar, se definen los ángulos, coordenadas y tipo de estructura de los módulos, fijos sin seguimiento solar.

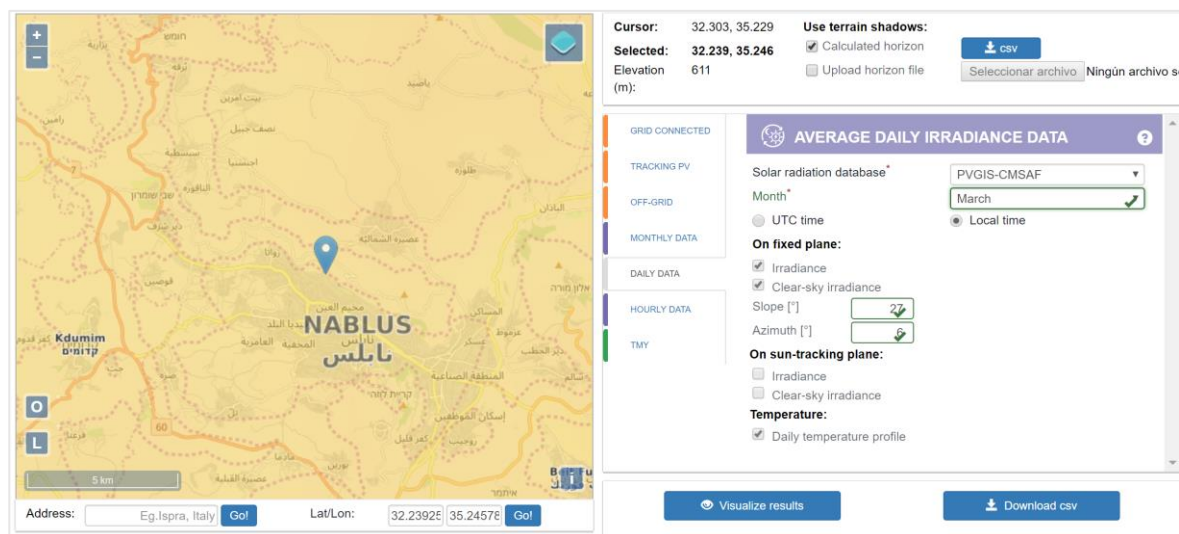


Figura 4.2. Generación de datos de irradiancia. Fuente: PVGIS.

Una vez se tienen los datos mensuales, se tratan mediante una aproximación polinomial en MATLAB para obtener puntos intermedios de irradiancia para cada diez minutos durante un día. Para los meses seleccionados se tienen las siguientes las curvas de la Figura 4.3. Irradiancia solar global para diferentes meses del año.

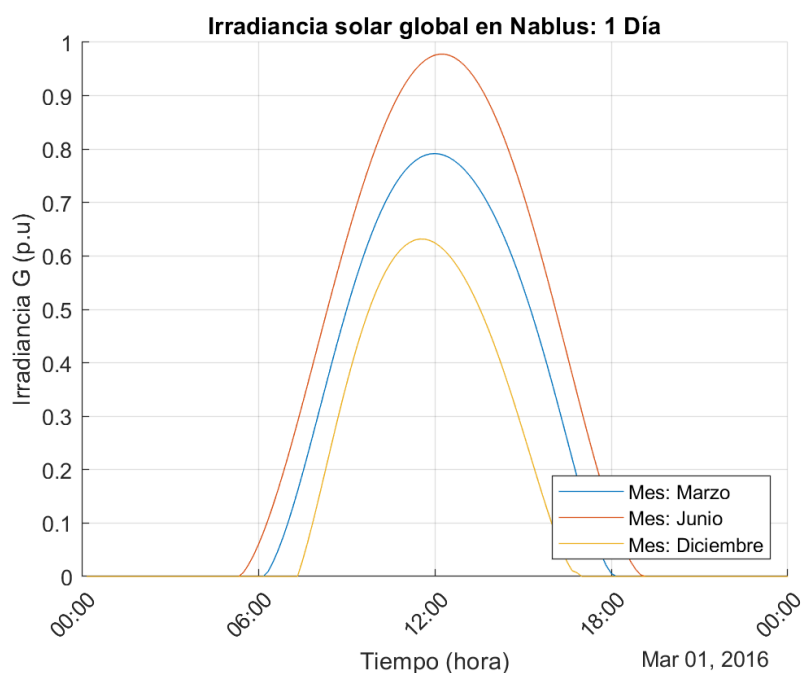


Figura 4.3. Irradiancia solar global para diferentes meses del año. (Elaboración propia).

Los datos de irradiancia se extienden para 1 semana de simulación. En el caso de una irradiancia solar global sin nubes, la variación de la potencia es casi nula.

La irradiancia comprende varias componentes de la radiación solar, la radiación solar directa y difusa, para el panel solar con la inclinación seleccionada. En los meses de verano se tienen más horas solar pico (HSP) que en invierno y el horizonte solar se extiende durante más horas.

La temperatura media ambiente mensual junto a la irradiancia permite calcular las temperaturas de funcionamiento de los módulos solares para así modelar su rendimiento durante cada instante de tiempo.

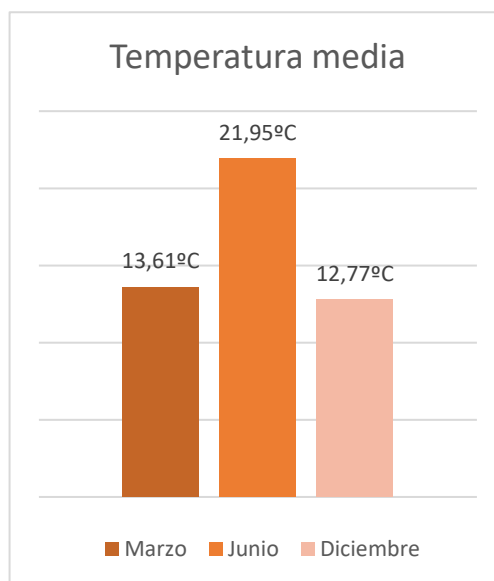


Figura 4.4. Temperatura media. (Elaboración propia).

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos puede exceder el funcionamiento de potencia nominal por lo en el prediseño de la instalación se toma un factor de seguridad en el caso de que la temperatura de funcionamiento sea más baja de la estimada.

#### 4.4.1.2.1 Monitoreo

Para asegurar que se registran todas las variabilidades se debe monitorear el sistema durante un periodo de al menos una.

Se registrar la potencia total generada (kW) y la frecuencia (Hz) del sistema como otros parámetros, el factor de potencia ( $\cos \varphi$ ) y desequilibrio entre fases. Algunos de estos datos se miden de manera directa, aunque generalmente un sistema de control considera todos estos elementos.

Para monitorear los datos se instala un registrador que transmite datos de forma automática, en todo caso se debe asegurar que los datos sean registrados en cada fase.

#### 4.5. Perfil de carga del sistema híbrido

La demanda tiene un impacto significativo en el diseño y costes del proyecto ya que no puede estar sobredimensionado por los altos costes que podría acarrear el exceso o defecto de energía eléctrica.

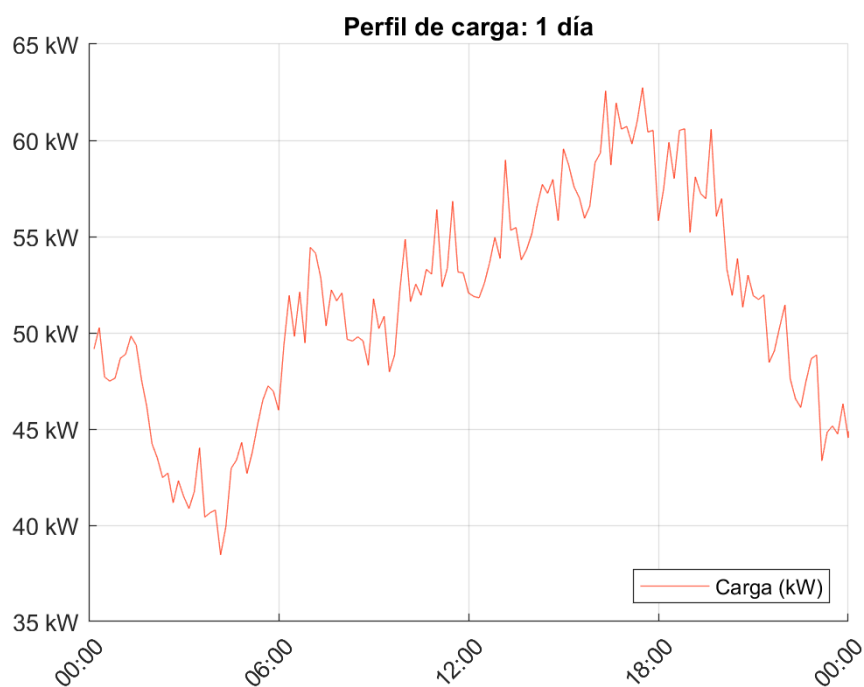


Figura 4.5. Perfil de carga para un día. (Elaboración propia).

Una vez que se han registrado los datos se determina el perfil de carga del sistema. En la Figura 4.5. Perfil de carga para un día, se muestra un día típico del sistema. Se observan los picos de demanda durante altas horas del día y una caída en la carga durante la noche.

La carga proviene de los equipamientos que funcionan durante el día, en momentos de mayor actividad y de los sistemas de aire acondicionado. Durante las horas de mayor irradiancia el consumo es alto, por lo que la potencial integración de FV se vuelve atractivo.

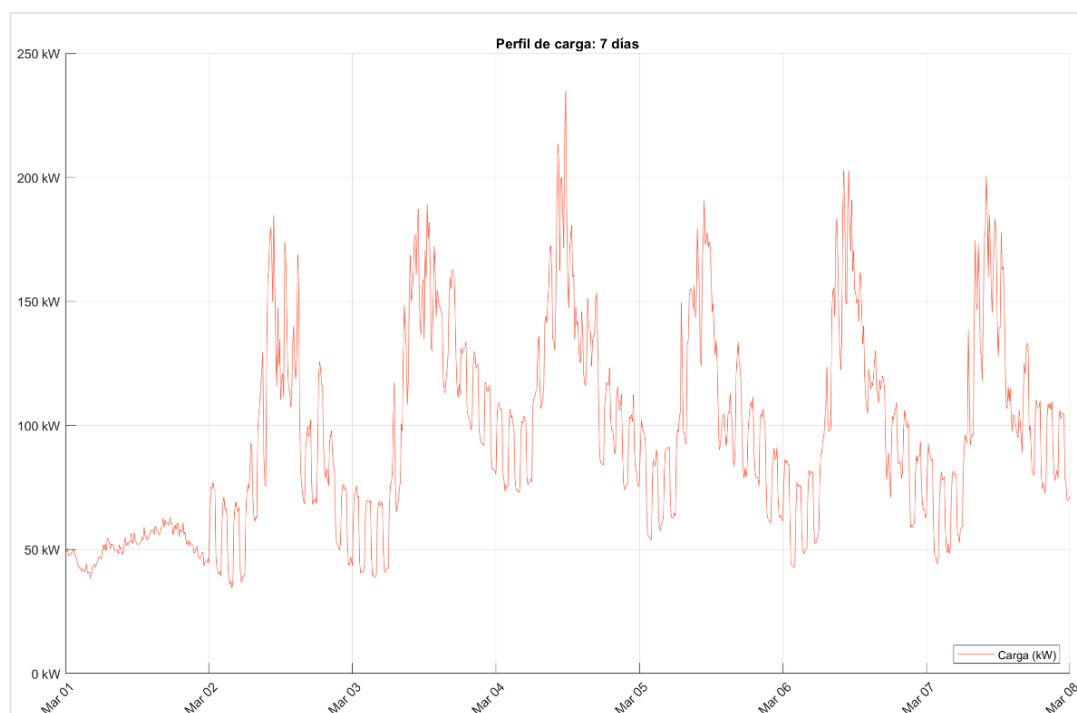


Figura 4.6. Perfil de carga semanal. (Elaboración propia).

El pico de demanda es de 234,8 kW y el consumo semanal es de 16,1630 MWh. Durante el monitoreo no se observa desequilibrio de las fases y el factor de potencia es estándar para equipos diésel no baja  $fp = 0,8$ .

La frecuencia se mantiene dentro de un margen estable dentro de la frecuencia nominal con un promedio de 50,1 Hz.

La integración de FV debe comprometer con la esta estabilidad del sistema ya que las variaciones estacionales no son significativas, además durante el fin de semana el perfil de carga se mantiene igual que el resto de la semana.

#### 4.5.1. Tipos de perfiles de demanda

Un correcto análisis del perfil de demanda es esencial para el dimensionamiento de la instalación. Si se cambia de emplazamiento y tipo de aplicación el perfil de consumo puede cambiar bruscamente.

En islas con pequeñas redes eléctricas y comunidades pequeñas donde los consumidores característicos tienen viviendas, hoteles y negocios, la demanda pico se da típicamente durante la noche y los periodos de consumo con horas punta se dan a mediodía y pueden ser cubiertos con FV.

Los perfiles de carga industriales se caracterizan por una carga constante durante día y una más baja durante la noche, por las operaciones de producción que se realizan.

La industria minera aumenta ligeramente su producción durante el día y funciona constantemente a lo largo de todo el año.

En regiones rurales y remotas los perfiles de demanda presentan más variación durante las horas valle y punta, generalmente con dos picos, uno en la mañana y otro en la noche. La utilización de electrodomésticos durante ciertas horas modela un perfil de carga con baja demanda a mediodía.

#### **4.5.2. Proyecciones del perfil de carga**

El perfil de carga se puede extrapolar para una proyección de 20 años. La determinación requiere la información de las variaciones estacionales de la demanda de electricidad.

Estas fluctuaciones dependen de los servicios que provean y variaciones de temperatura (uso de calefacción y/o aire acondicionado).

La proyección del perfil de carga debe considerar un aumento de demanda a lo largo del tiempo, por la integración de nuevos consumidores dentro del sistema. El aumento del consumo depende del progreso económico de la región. Para efectos de la simulación y análisis financiero no se considerará este aumento de demanda ni el número de consumidores.

## 5. Simulación

Con el objetivo de demostrar el funcionamiento de la planta se simulan distintos escenarios para evaluar el programa del sistema híbrido.

En primer lugar, se realizan simulaciones sin el campo fotovoltaico y después con el sistema FV. Los escenarios de simulaciones se evalúan con controlador 'B' en base a la reserva rodante, objeto de estudio del proyecto al dotar de inteligencia al controlador.

### 5.1. Escenario 1. Generadores sin potencia FV

Las configuraciones para simular con grupo electrógeno diésel son: Sistemas con generadores del mismo tamaño/modelo. Sistemas con generadores de distinto tamaño/modelo.

Generador	Potencia	Prioridad
Generador 1	$P_{nom_{gen}} = 80 \text{ kW}$	1
Generador 2	$P_{nom_{gen}} = 80 \text{ kW}$	2

Tabla 5.1. Simulación 1.1.

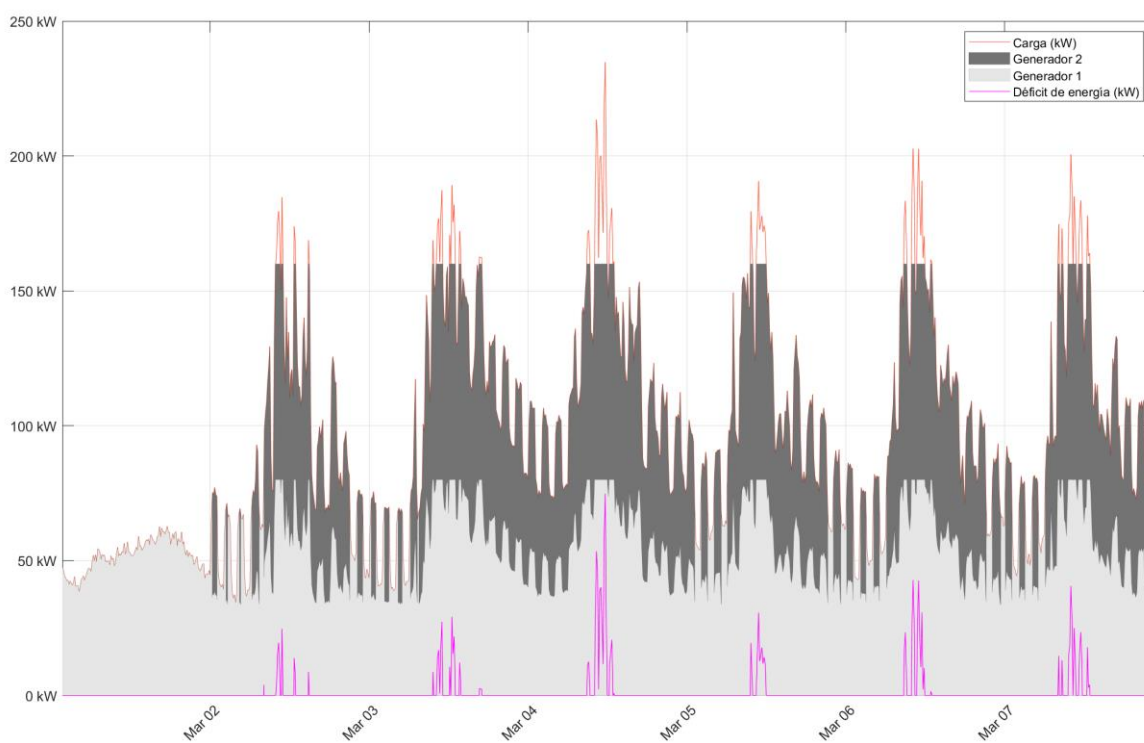


Figura 5.1. Simulación 1. Dos generadores de 80 kW. (Elaboración propia).



Se simula el funcionamiento de los generadores para una semana. Ambos generadores funcionan con potencia máxima nominal en las horas pico de consumo, con reserva rodante nula. El déficit de energía máximo es de  $E_{def} = 74,8 \text{ kW}$ . La suma total de energía deficitaria  $\sum E_{def} = 229,22 \text{ kWh}$ .

Generador	Potencia	Prioridad
Generador 1	$P_{nom_{gen}} = 80 \text{ kW}$	1
Generador 2	$P_{nom_{gen}} = 70 \text{ kW}$	2
Generador 3	$P_{nom_{gen}} = 60 \text{ kW}$	3

Tabla 5.2. Escenario 1.2.

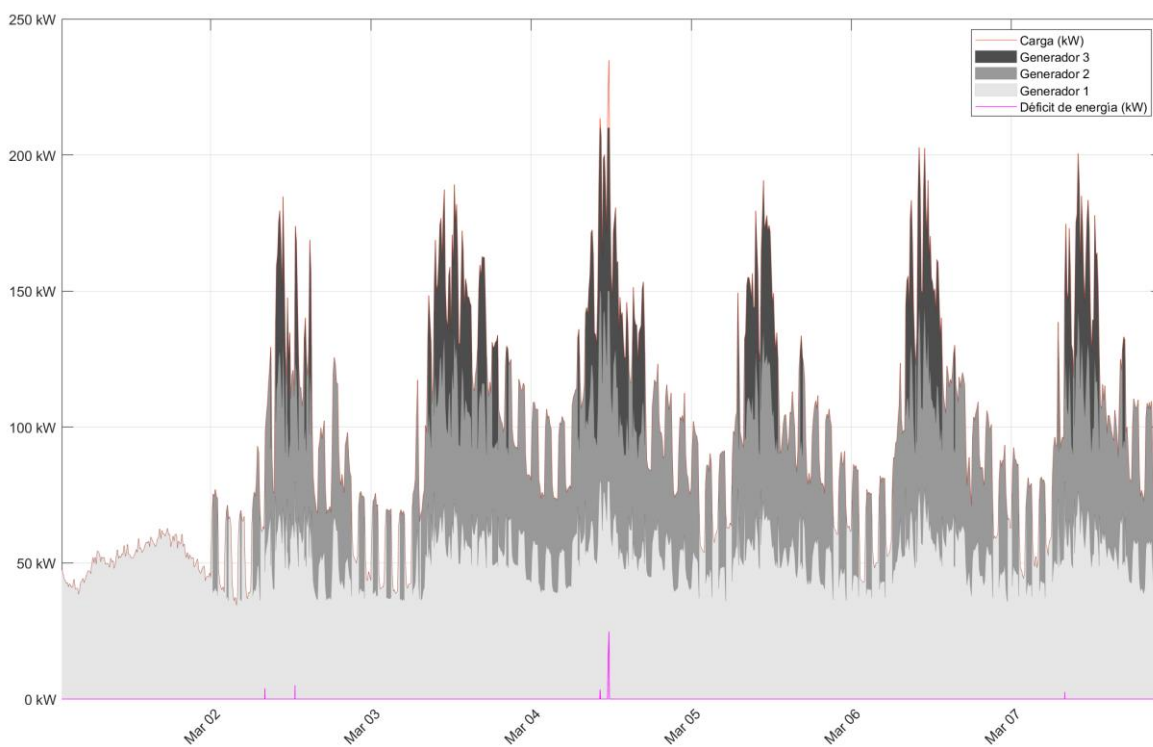


Figura 5.2. Escenario 1.2. 3 generadores de distinta potencia. (Elaboración propia).

La segunda configuración tiene generadores de distinto tamaño para alimentar las mismas cargas. El déficit de energía máximo corresponde a  $E_{def} = 24,8 \text{ kW}$  la suma total de déficit de energía alcanza los  $\sum E_{def} = 4,3631 \text{ kWh}$ .

## 5.2. Escenario 2. Generadores con potencia FV

Se incorpora el sistema fotovoltaico para evaluar a diferentes potencias de penetración FV.

Generador	Potencia	Prioridad
<b>Generador 1</b>	$P_{nom_{gen}} = 100 \text{ kW}$	1
<b>Generador 2</b>	$P_{nom_{gen}} = 100 \text{ kW}$	2
<b>Penetración FV</b>		
<b>Sistema FV</b>	$\sum P_{nom_{gen}} \cdot P_{\%FV}$	60 %

Tabla 5.3. Escenario 2.1. Generadores + FV.

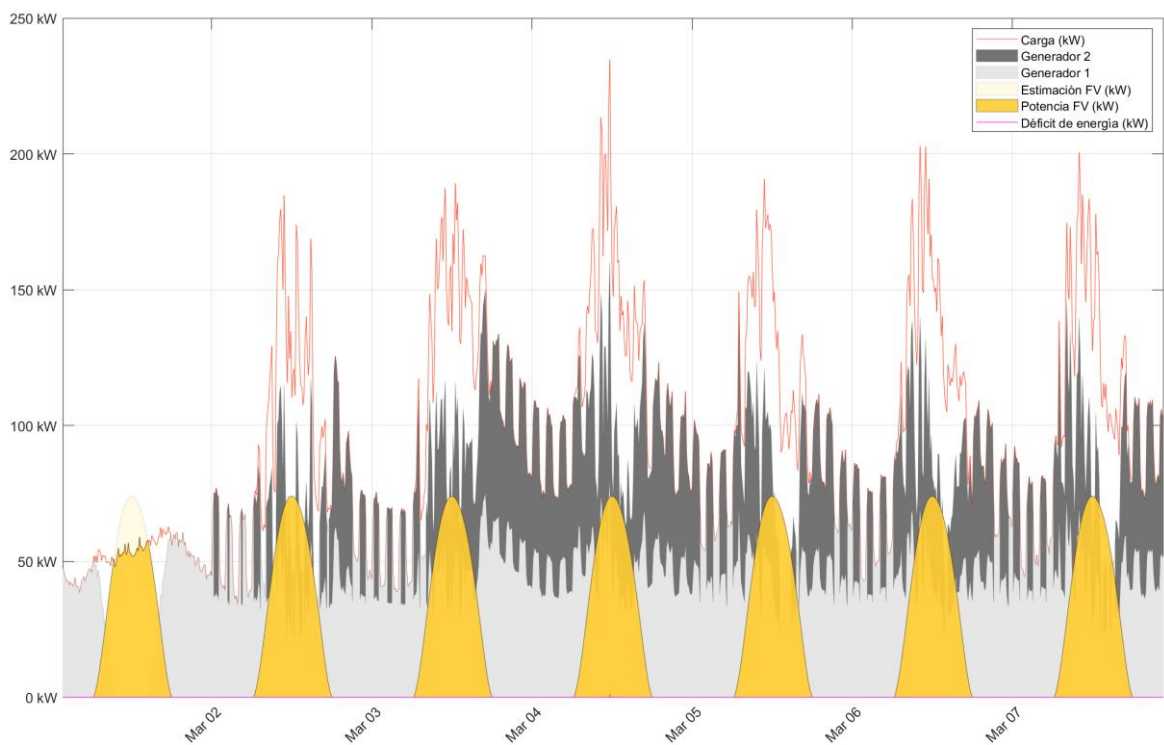


Figura 5.3. Simulación 2.1. Generadores + FV. (Elaboración propia).

El grupo electrógeno tiene similar potencia nominal. Se evalúa la potencia FV sin un *setpoint* que regule la potencia mínima de los generadores.

El déficit de energía máximo corresponde a  $E_{def} = 1,112 \text{ kW}$  la suma total de déficit de energía alcanza los  $\sum E_{def} = 0,1853 \text{ kWh}$ .

### 5.2.1.1.1 Activación del *setpoint* fotovoltaico.

Se repite el escenario anterior con la aplicación de un *setpoint* para la energía FV.

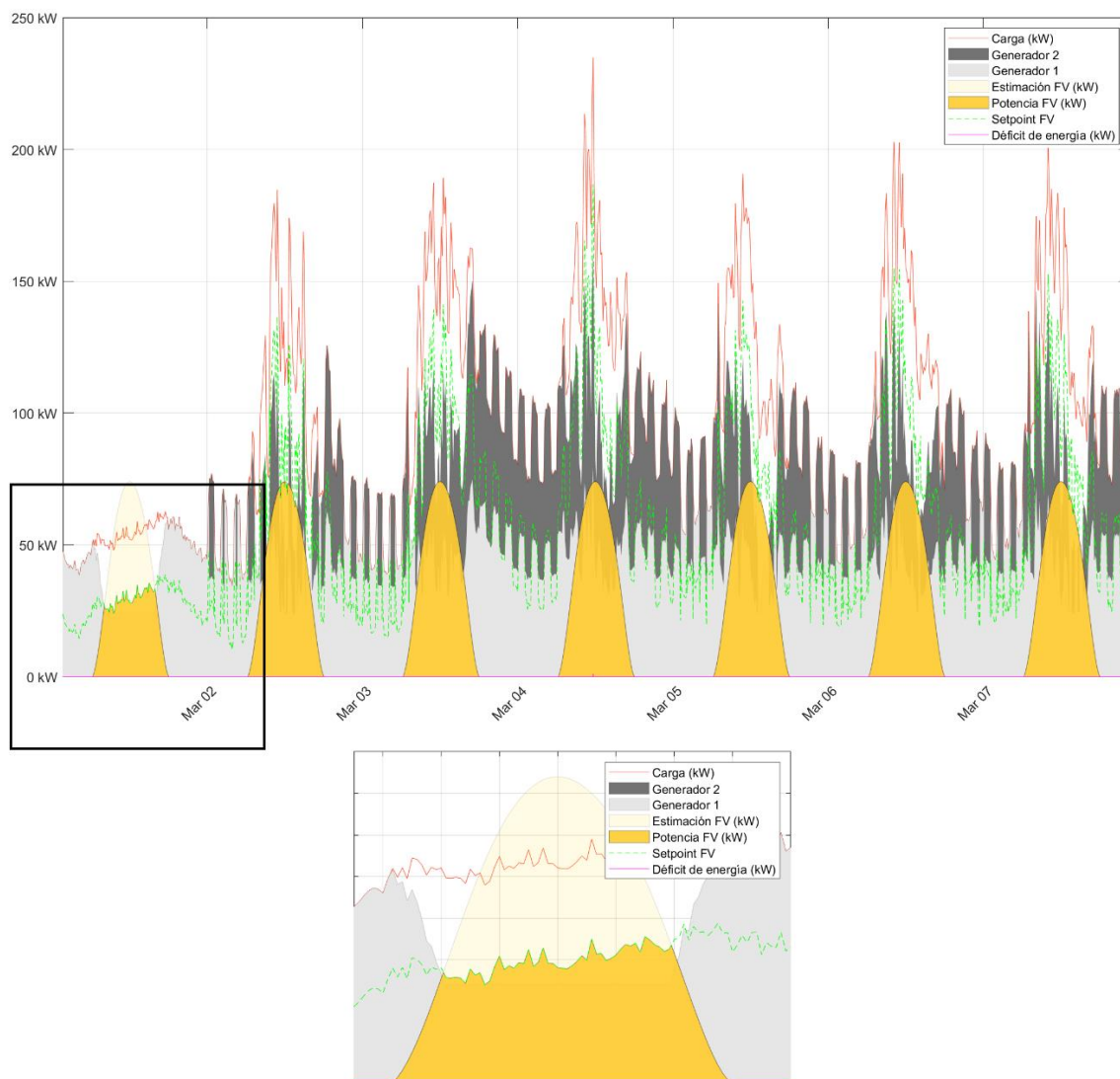


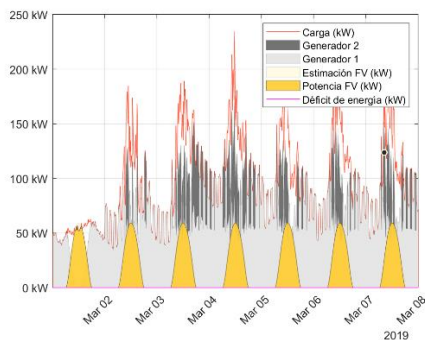
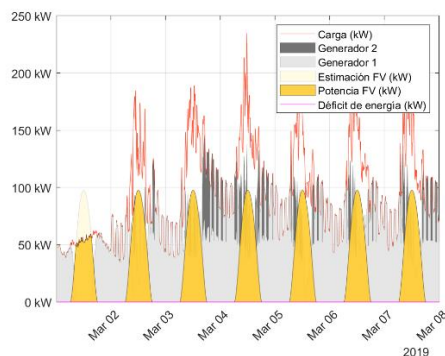
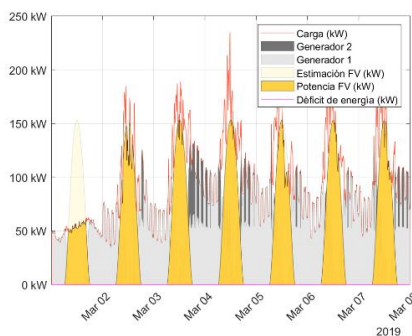
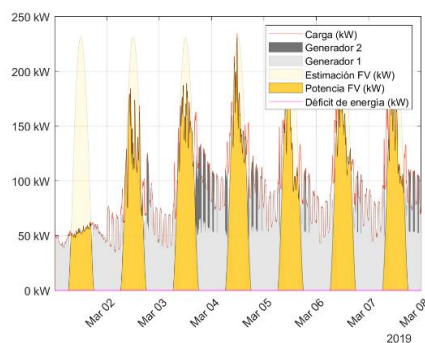
Figura 5.4. Generador + FV + Setpoint FV. (Elaboración propia).

Tanto el déficit máximo de energía como la suma resultan similares al escenario anterior. Un *setpoint* limita la potencia nominal para proteger la operación del grupo electrógeno. Por ende, la participación FV se reduce.

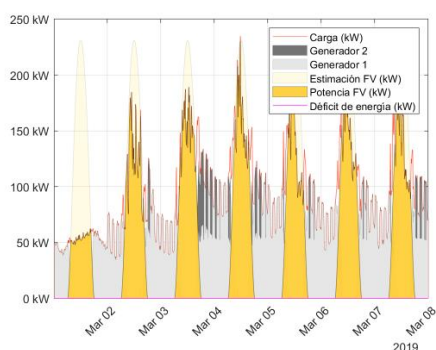
## 5.3. Escenario 3. Generadores base con variación de penetración FV.

Generador	Potencia	Prioridad
Generador 1	$P_{nom_{gen}} = 125 \text{ kW}$	1
Generador 2	$P_{nom_{gen}} = 125 \text{ kW}$	2
<b>Penetración FV</b>		
Sistema FV	$\sum P_{nom_{gen}} \cdot P_{\%FV}$	$30 < P_{\%FV} < 200$

Tabla 5.4. Escenario 3. Penetración FV.

 $P_{\%FV} = 30\%$  $P_{\%FV} = 50\%$  $P_{\%FV} = 80\%$  $P_{\%FV} = 120\%$ 

$$P_{\%FV} = 150\%$$



$$P_{\%FV} = 200\%$$

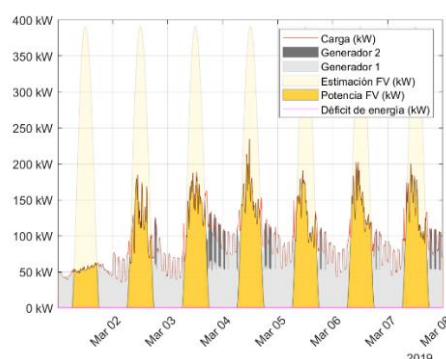


Tabla 5.5. Simulación a diferentes niveles de penetración FV. (Elaboración propia).

#### 5.4. Comportamiento dinámico del grupo electrógeno y gestión EMS.

La hipótesis del comportamiento dinámico del generador se basa en los tiempos de arranque y parada del motor. Se simula el sistema maximizando los límites de operación del grupo electrógeno.

Tiempo de conexión predefinido.  $t_{arranque} = 5 \text{ minutos}$

Tiempo de desconexión predefinido.  $t_{desconexión} = 3 \text{ minutos}$

Tiempo de conexión prueba.  $t_{arranque} = 50 \text{ minutos}$

Tiempo de desconexión prueba.  $t_{desconexión} = 30 \text{ minutos}$

Tabla 5.6. EMS generador.

El tiempo de operación mínimo de un generador es nulo, para minimizar el uso del grupo electrógeno y racionalizar el uso de combustible en lo posible.

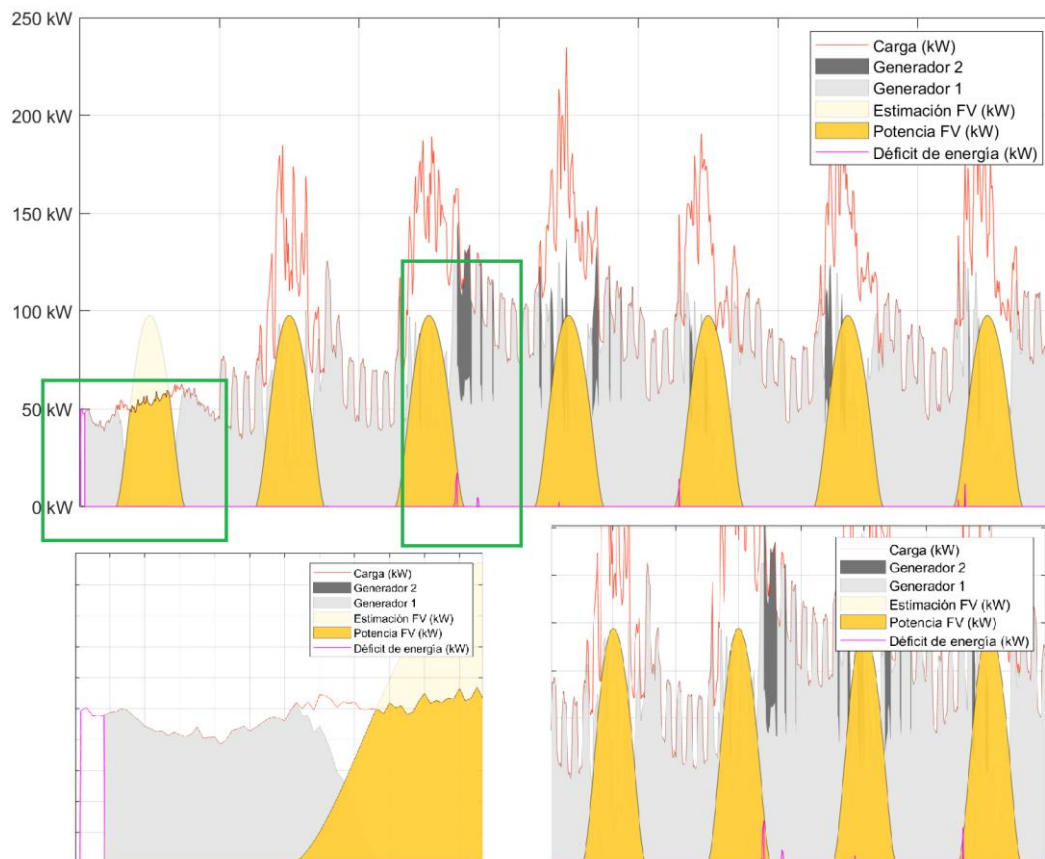


Figura 5.5. Tiempo de conexión y desconexión del generador diésel. (Elaboración propia).

En la Figura 5.5 el primer generador se activa con una señal, la inyección de potencia no se verifica hasta pasador 50 minutos del inicio de la simulación. En la segunda observación, el tiempo de conexión del segundo generador lleva a un corto periodo de déficit de energía.

## 6. Evaluación

A continuación, se evalúa el funcionamiento del sistema híbrido solar-diésel con el propósito de estudiar el impacto de integrar el sistema fotovoltaico al grupo electrógeno. Para ello se analizan los resultados de las simulaciones comparando sistemas similares.

Seguidamente se dimensiona la instalación FV, para ello, se estima el potencial energético y las simulaciones del sistema con los parámetros técnicos y económicos que sean relevantes para el estudio del proyecto.

También se valoran diferentes configuraciones de FV y su efecto en consumo de combustible.

### 6.1. Descripción general

El tamaño del sistema FV propuesto es de  $125 \text{ kW}_p$  con una penetración del 50% con módulos FV de silicio monocristalino tipo-n.

Generador	Potencia	Prioridad
Generador 1	$P_{nom_{gen}} = 125 \text{ kW}$	1
Generador 2	$P_{nom_{gen}} = 125 \text{ kW}$	2
<b>Penetración FV</b>		
Sistema FV	$\sum P_{nom_{gen}} \cdot P_{\%FV}$	$P_{\%FV} = 50\%$

Tabla 6.1. Escenario de evaluación FV. Características.

La producción semanal nominal de la planta (teórica) de:

$$125 \text{ kW}_p \cdot 39,27 \text{ HSP} = 4908,82 \text{ kWh}$$

Producción diaria (teórica) de:

$$125 \text{ kW}_p \cdot 5,61 \text{ HSP} = 701,25 \text{ kWh}$$

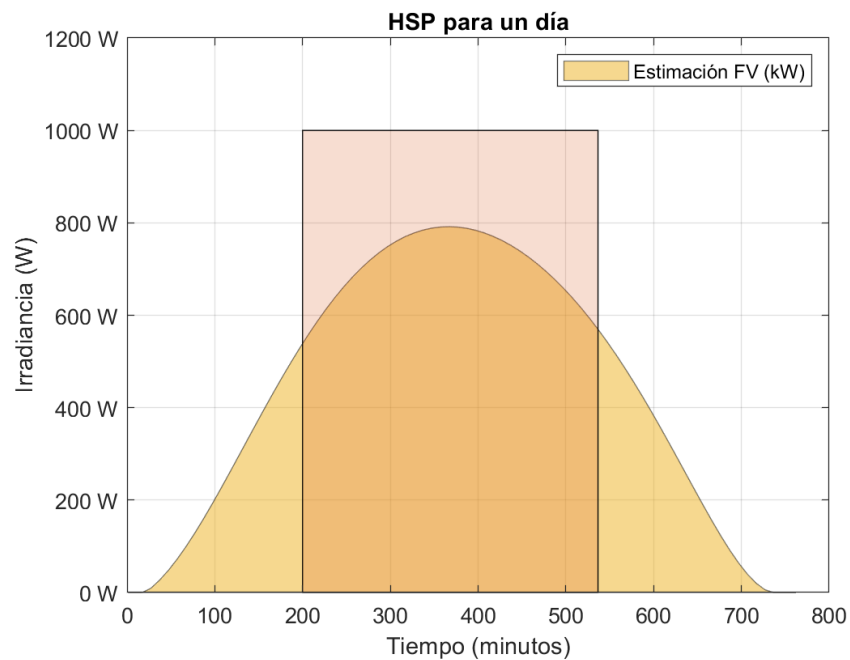


Figura 6.1. HSP para un día. (Elaboración propia).

La simulación muestra un que la producción más baja que la teórica.

$$\frac{P_{FV_{real}}}{P_{FV_{teórica}}} = \frac{4534.39 \text{ kWh}}{4908,82 \text{ kWh}} = 0,9238$$

Las pérdidas del sistema, tomadas en cuenta la simulación son las siguientes:

- Pérdidas por la temperatura: Efecto de variación de temperatura en los FV.
- Perdidas en los cables CC y CA: 2%
- Perdidas en el inversor: Rendimiento variable, punto de máxima potencia (PM).

Las pérdidas totales se aproximan a un 7,61%. Por lo tanto, la producción total anual del sistema FV del sistema simulado es del 92,38% de la estimación teórica, un rendimiento alto ya que solo se consideran las pérdidas consideradas anteriormente.



## 6.2. Fluctuaciones en la producción de ESF

La producción de energía solar no es constante. La irradiancia puede variar durante un año, cada estación incluso a cada hora del día. Las fluctuaciones en la generación FV pueden darse en intervalos de tiempo muy cortos, dado, por ejemplo, por el paso nubes que bloquean el paso de luz.



Figura 6.2. Irradiancia con el efecto del paso de nubes. (Elaboración propia).

Estos cambios repentinos en los niveles de irradiancia se trasladan inmediatamente a una salida de potencia oscilante, con bajadas y subidas repentinas.

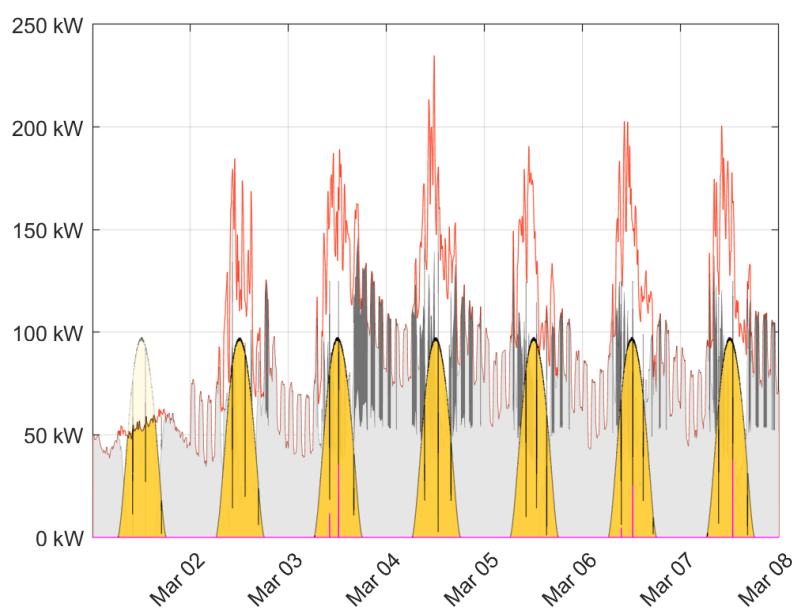


Figura 6.3. Simulación con nubes. (Elaboración propia).

En la Figura 6.3. Simulación con nubes. la curva de producción FV, el efecto de las nubes es cuantificable. En determinados periodos de tiempo, no más de 2-3 minutos, se puede observar cómo la producción oscila volátilmente. Los generadores pueden responder rápidamente a estos cambios e inyectar energía de reserva rodante al cabo de unos pocos segundos. La rampa FV es la máxima caída de potencia que puede tener a lo largo del tiempo.

El sistema PV-diésel debe tener la capacidad de seguir operando ante la falla de un generador. En este caso, se recurre a un generador reserva para cubrir la demanda.

Para ello se aplica el criterio de seguridad  $(n + 1)$  en caso de pérdida de un generador conectado a la red de CA.

### 6.3. Penetración y participación de ESF

El desempeño se evalúa mediante dos parámetros importantes, la penetración de FV y participación de energía.

**La penetración de FV** se refiere a la producción de energía FV en un determinado punto del tiempo en relación con la carga. Se puede expresar como el porcentaje de energía instantánea FV que cubre la demanda eléctrica. Por ejemplo, una penetración del 57% significa que el sistema FV es capaz de cubrir un 57% de carga en ese instante.

La tasa de penetración estática representa la relación entre la potencia FV instalada y la potencia aparente grupo electrógeno instalado.

$$P_{estática} = \frac{P_{FV}}{\sum S_{gen,spin-max}} = \frac{125 \text{ kW}_p}{2 \cdot 156,25 \text{ kVA}} = 0,4$$

La tasa de penetración dinámica se define a la relación de potencias durante la operación del sistema en un punto determinado de tiempo.

$$P_{dinámica} = \frac{P_{FV,actual}}{P_{carga,actual}}$$

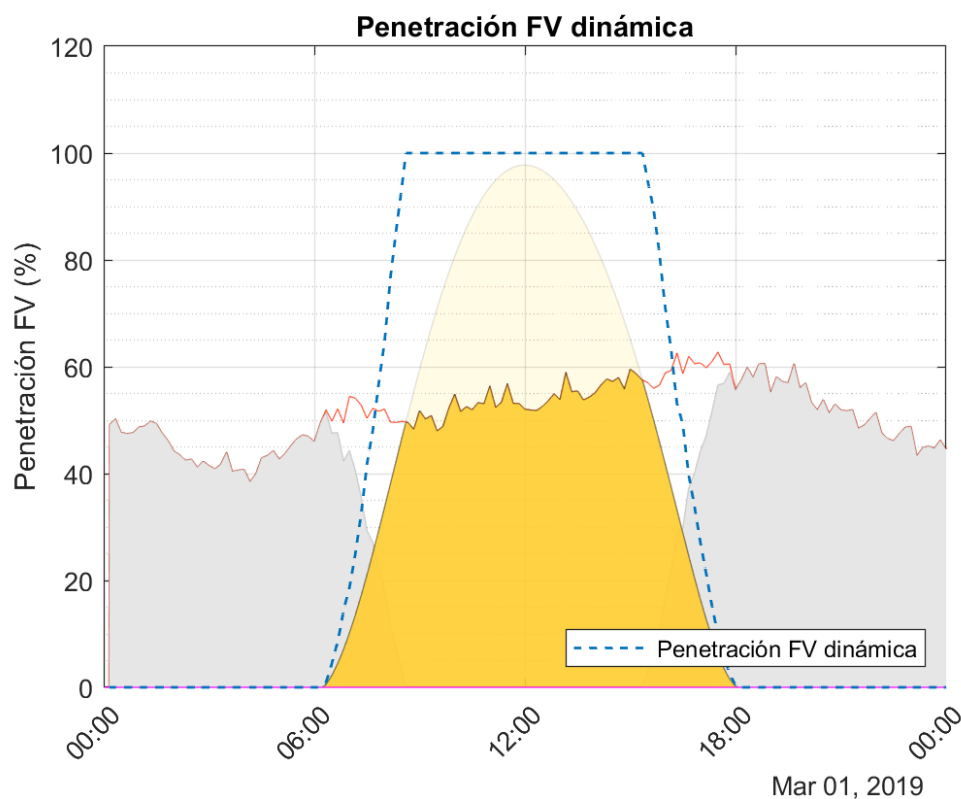


Figura 6.4. Penetración FV dinámica a lo largo de 1 día de simulación. (Elaboración propia).

La penetración de FV cambia a lo largo del día, ya que tanto la radiación solar como la carga varían cada día.

En el gráfico de arriba se muestra la variación de carga en un período de 24 horas. El sistema FV puede producir un exceso de electricidad que cubre la demanda y dependiendo de la configuración EMS limita -o no- la producción de FV para que los generadores se mantengan operando sobre la carga mínima.

Por ejemplo, la penetración FV máxima útil se da a las 13:25 pm del 5 de marzo con 91,08 kW de producción FV y 90,28 kW de carga. Aplicando la fórmula de potencia dinámica resulta:

$$P_{dinámica} = \frac{91,08 \text{ kW}}{90,28 \text{ kW}} \cdot 100\% = 100,88\%.$$

**La participación de FV (o energy share)** se refiere al porcentaje de energía FV con relación a toda la energía consumida durante un año. Para un periodo de 24 horas, el área bajo la curva representa toda la energía FV útil consumida.

Para el caso de una semana la producción FV asciende a 4.534,93 kWh. Durante este periodo la energía total consumida asciende a 16.152,83 kWh, por lo que la participación de FV es de 22% en un período 7 días (4.534,93 kWh / 16.152,83 kWh).

Participación de FV para una semana

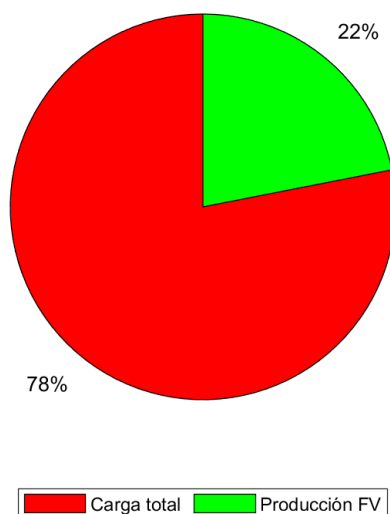


Figura 6.5. Participación FV. (Elaboración propia).

La producción FV con *setpoint*, es decir, limitación de fotovoltaica para alcanzar los límites operacionales de carga mínima, alcanza un valor de 4.114,93 kWh. La energía total consumida no varía y se mantiene en 16.152,83 kWh. La nueva participación de FV se reduce a un 20% en un período 7 días (4.114,93 kWh / 16.152,83 kWh).

Participación FV con setpoint

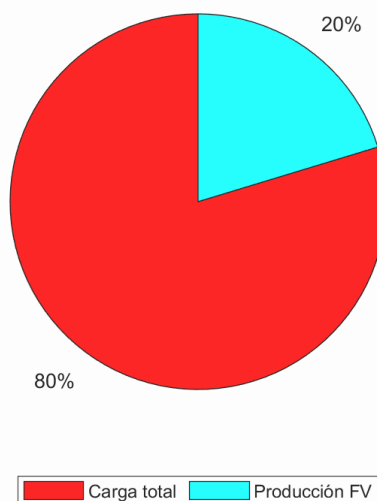


Figura 6.6. Participación FV con setpoint. (Elaboración propia).

#### 6.4. Dimensionado del sistema fotovoltaico

En sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica se puede verter exceso de energía eléctrica y la red absorbe esta energía como sistema de almacenamiento. En el caso de un sistema aislado esto no es posible.

En una microrred híbrida con una demanda de electricidad muy baja y solo suplida por los generadores diésel y operando dentro de unos límites operativos mínimos, sin sistema de almacenamiento, lleva a producir un exceso de producción FV. Se toma en cuenta la implementación de un límite en la generación FV y se tendrá que considerar en la optimización del tamaño máximo y número de módulos.

Se presentan casos en que se fundamenta económicamente un sobredimensionamiento del sistema FV debido a la curva de generación del sistema híbrido. Un sistema fotovoltaico de mayor potencia puede ocupar una mayor parte de la generación eléctrica durante horas de la mañana y tarde. Esto deriva a un exceso de energía durante el mediodía, por lo que parte de la generación se desaprovecha, pero el índice de penetración FV aumenta.

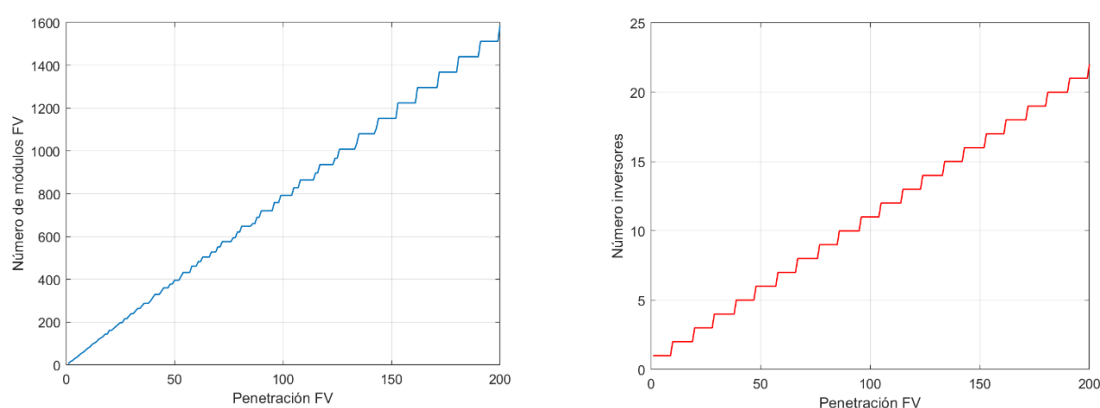


Tabla 6.2. Dimensionado vs penetración FV. (Elaboración propia).

Decidir cuándo sobredimensionar la instalación depende de varios factores, como los costes de los módulos y BOS, perfil de carga, irradiancia y precio del combustible (actual y futuro).

La consideración de todos estos parámetros es complicada, ya que son varias condicionantes como la volatilidad de los precios de combustibles fósiles.

### 6.5. Hipótesis de la estimación de ahorro en combustible

En el escenario 3, con una penetración FV del 50% se tienen instalados dos generadores idénticos de 125 kW con un consumo total de 3939,8 litros de combustible por semana y con una participación energética del 22% en FV con 4.534,93 kWh/semana.

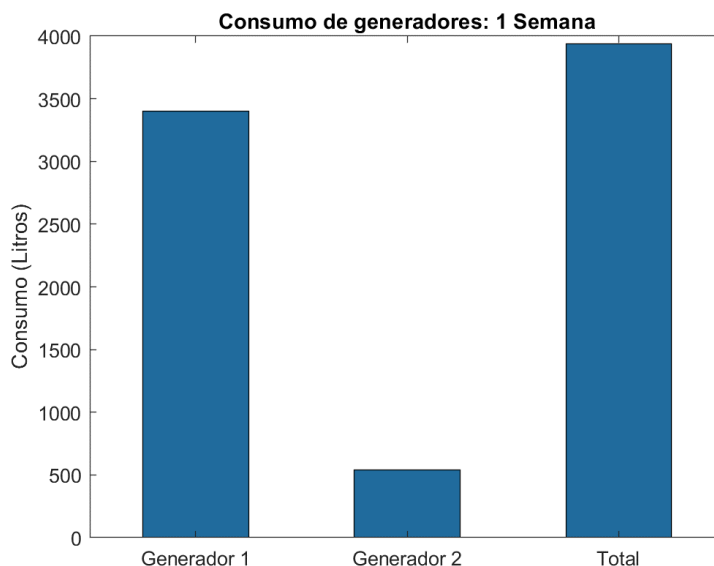


Figura 6.7. Consumo de generadores. (Elaboración propia).

Como paso previo al análisis económico se calcula la capacidad de amortización de la instalación en la planta FV junto a una estimación previa ahorro de combustible en consideración al escenario 3.

- Capacidad propuesta de la instalación FV: 125 kW<sub>p</sub>.
- Estimación de la generación FV anual:  $125 \text{ kW}_p \cdot 5,61 \text{ HSP} \cdot 365 = 255,95 \text{ MWh}$

La energía útil fotovoltaica reduce la electricidad generada por el grupo electrógeno diésel, por lo que el ahorro en combustible es directamente proporcional.

1. El sistema FV-diésel consume aproximadamente 205.432,47 litros para producir 605,79 MWh anuales.
2. El consumo del grupo electrógeno sin FV se estima en: 277.024,85 litros.
3. El sistema FV cubre 255,95 MWh, por lo que el ahorro se estima en 71.592,38 litros por año (un 25,84%) aproximadamente.
4. Con un precio de combustible diésel de 1,20 € por litro, el ahorro en combustible con un sistema híbrido FV-diésel es de 85.910,85 €.

Los costes simulados de instalación FV suponen aproximadamente 1758,4 €/kWp. Es decir, unos 212.909,6 € aproximadamente.

Componente	Unidades	Coste
Módulo FV	396	200,00 €
Inversor	6	2.600,00€
BOS	1	1000,00€/kWp
Total		219.800,00 €

Tabla 6.3. Costes.

Los costes del balance de sistema se aproximan de acuerdo. (Fraunhofer ISE, 2015).

Una estimación rápida del ahorro económico de combustible nos permite saber cuándo la inversión puede amortizarse (punto de equilibrio).

$$\frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ahorros anuales de combustible}} = \text{Tiempo de amortización (estático)}$$

Ecuación 6.1. Amortización estática.

$$\frac{219.800,00 \text{ €}}{85.910,85 \text{ €}} = 2,55 \text{ años}$$

El período de amortización calculado resulta inicialmente atractivo para una inversión. Sin embargo, este cálculo preliminar carece de varios elementos como los costes de financiación, operación y mantenimiento, alquiler del emplazamiento, seguro, etc. Estos elementos se analizan posteriormente en el estudio de viabilidad económica.

## 7. Análisis financiero

El estudio de viabilidad económica permite a evaluar si un proyecto es factible. Antes de añadir un soporte de energía solar fotovoltaica al sistema de generación diésel se analiza el caso presentado. Es decir, conocer en qué condiciones el híbrido FV-Diésel puede ser económicamente viable. Los parámetros que pueden influir en el resultado son.

<b>Inversión de los generadores diésel:</b>	0 € (sistema previo)
Ciclo de vida FV	20 años
Operación y mantenimiento (O&M) de los generadora diésel.	0,75 % inversión inicial FV + 0,035 €/l
Consumo de combustible diésel	332.429,82 €/año
Consumo de combustible en FV-diésel	246.518,96 €/año
Costes de la inversión FV	219.800,00 €
Rentabilidad financiera (ROE)	15%
Tasa de interés del préstamo	5%

Tabla 7.1. Análisis financiero.

La simulación evalúa el desempeño que puede ofrecer el proyecto durante su vida útil. El proceso implica también el modelado de los aspectos técnicos y financieros del proyecto. La parte económica del proyecto puede incluir distintas opciones de financiación y préstamos.

### 7.1. Flujo de caja

El flujo de caja se compone de tres elementos: Gastos de capital, costes de operación y mantenimiento y costes de combustible.

**Gastos de capital.** Se basa en la inversión inicial y tasas de interés (de un préstamo o capital propio). Se debe cumplir con el pago de una deuda para financiar la inversión inicial y unos pagos de interés relacionados. En caso de utilizar capital propio se debe pagar cada dividendo a los accionistas y/o propietarios anualmente.

Entre más alta sea la inversión inicial y tasas de interés, más alto es el gasto de capital anual. Los costes sobre la inversión inicial y financiación tienen impacto sobre los flujos de caja.



**Costes de operación y mantenimiento (O&M).** Concurren durante la operación del sistema híbrido. Los requisitos de mantenimiento determinan los costes. Se incluyen costes por repuestos y fallas de equipos.

**Costes por consumo de combustible.** La reducción de los costes de combustible es clave para los flujos de caja y el *cash-flow*.

El *cash-flow* se estructura con en las tres componentes anteriores. La unidad monetaria utilizada es el euro. Respecto a esto último observa que:

- Los gastos de combustible se reducen.
- El CAPEX es inexistente para la planta diésel (ya está pagado).
- Los gastos de *O&M* se fijan en 0,03 €/l y para el sistema híbrido los gastos se obtienen como la suma de horas de operación del grupo electrógeno y con  $O\&M_{FV} = 0,75\%$  de la inversión FV inicial.

#### 7.1.1. Estructura de los costes

Los costes se estructuran en costes de capital (CAPEX) y en costes de operación (OPEX). Dependiendo de la cuota de energía fotovoltaica el CAPEX puede variar, en sistemas puramente diésel el OPEX supera al CAPEX.

## 7.2. LCOE

El coste nivelado de energía permite estimar el coste total medio de generación eléctrica, con ello comparar los costes de generación eléctrica con otras fuentes de energía.

El LCOE representa el coste de producción por cada kWh efectivo. En el cálculo se considera un ciclo de vida del sistema de 20 años.

Se calcula como el coste total promedio por la instalación y operación del activo durante un ciclo de vida dividido por la energía generada durante los años de funcionamiento. Este valor también se puede estimar como el precio mínimo electricidad para alcanzar el punto muerto (o punto de equilibrio) a través los flujos de caja anuales.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

*Ecuación 7.1. LCOE.*

$I_0$ : Inversión inicial

$i$ : Tasa de interés (WACC)

$n$ : Ciclo de vida del proyecto

$A_t$ : Costes anuales (O&M + Precio combustible)

$E_t$ : Consumo anual de energía

$$LCOE = \frac{\text{Coste total durante ciclo de vida}}{\text{Generación eléctrica durante ciclo de vida}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

Una tarifa aplicada al precio de electricidad para la adquisición del contrato de un proyecto puede conseguirse utilizando el LCOE como base. Los ingresos deben cubrir los préstamos y sus intereses. Por ello, la tarifa aplicada debe ser superior al LCOE calculado para generar ganancias (sobre el punto de equilibrio).

La solución híbrida es usualmente más económica comparada con un sistema diésel si el coste efectivo del diésel excede la estimación de 1,20 €/l y rendimiento energético de la planta fotovoltaica (kWh/kWp).

El LCOE de un sistema híbrido se calcula como promedio de dos LCOEs, del generador diésel y sistema fotovoltaico ponderados a su respectiva cuota de energía.

La convicción de un sistema FV más grande reduzca el LCOE se cumple hasta cierto punto. El LCOE global cae y alcanza un mínimo, pero vuelve a subir con un sistema sobredimensionado si la tasa de penetración estática incrementa a valores cercanos al 100% la energía real, de ahí el LCOE aumenta por causa de costes de capital de FV no aprovechada.

Para el cálculo del interés se utilizan los siguientes datos: 18% de capital propio con un 15% de TIR y un 82% de préstamos con 5% de tasa de interés. Esto conlleva a tener un coste promedio ponderado del capital (WACC) del 6,8%.

$$WACC = \frac{\text{Capital} \cdot i_c + \text{Deuda} \cdot i_d}{\text{Capital} + \text{Deuda}} = 6,8\%$$

Ecuación 7.2. WACC (Del inglés, Weighted average cost of capital).

	Inversión inicial	OPEX	Gasto de Combustible	CAPEX (anual)	Gasto por año	LCOE
Unidades	€	€/año	€/año	€/año	€/año	€/kWh
Diésel	0	9.695,86	332.429,82	0	342.125,69	0,4062
FV-Diésel	219.800,00	23.675,13	246.518,96	10.990,00	281.184,10	0.3454

Tabla 7.2. Comparación de costes.

El *pay-back* estático, asumiendo una tasa de interés y tasa interna de retorno nula, se expresa como el resultado de los costes de inversión inicial dividido por el ahorro en costes operacionales.

$$\text{Payback (estático)} = \frac{\text{Costes iniciales}}{\text{Ahorros}_{O\&M} + \text{Ahorros}_{\text{Combustible}}}$$

Ecuación 7.3. Payback (estático).

$$\text{Payback(estático)} = \frac{219.800,00\text{€}}{(9.695,86 - 23.675,13) + (332.429,82 - 246.518,96)\text{€}} = 3,055 \text{ años}$$

### 7.3. Análisis de sensibilidad financiera

Son varios factores que influyen en los flujos de caja del proyecto. Un análisis de sensibilidad realiza algunas modificaciones en cualquiera de los datos de entrada que puedan afectar la amortización del proyecto como el CAPEX inicial o el coste del diésel, mayorando y minorando uno de valores para analizar su influencia sobre el flujo de caja y el LCOE.

El flujo de caja se compone del CAPEX, costes de O&M y precio del combustible. Con ello obtiene el LCOE. El análisis de sensibilidad ilustra la influencia de cada componente sobre el LCOE.

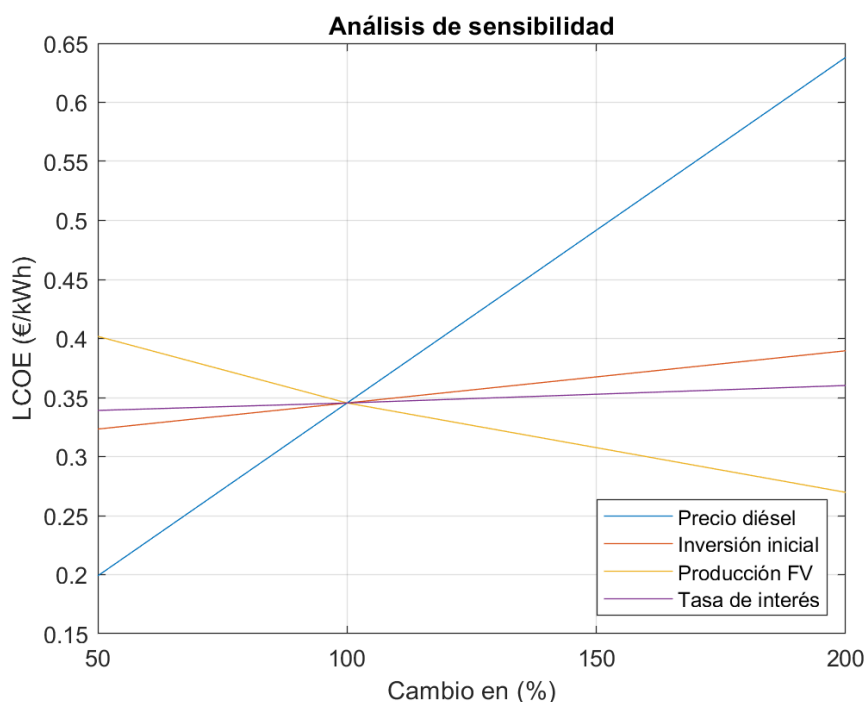


Figura 7.1. Análisis de sensibilidad. (Elaboración propia).

Las tasas de interés reflejan los riesgos del proyecto, variando el valor del LCOE. Reunir capital afecta en la inversión inicial y los altos costes iniciales junto a las tasas de interés pueden determinar la viabilidad económica del proyecto.

La variación del precio del combustible diésel es determinante en el valor del LCOE, así como la producción FV. La fluctuación del precio futuro del combustible durante el ciclo de vida del proyecto varía el coste de generar energía eléctrica y la evolución de su precio lleva a distintos escenarios económicos y es difícil predecir su comportamiento, por lo tanto, se opta por utilizar un valor fijo presente. Por último, es necesario una simulación para evitar errores en la estimación de producción FV por ser el segundo valor de más impacto económico en la instalación híbrida.

## 8. Análisis de impacto ambiental

En este capítulo se estima el impacto ambiental de las instalaciones y del funcionamiento del sistema híbrido. Por una parte, se calculan las emisiones del grupo electrógeno y el efecto de la hibridación del sistema. Después se analiza el ciclo de vida de los componentes. Y por último el coste ambiental del transporte de materiales.

### 8.1. Cálculo de emisiones

Las emisiones se estiman en dos partes. En primer lugar, por las emisiones específicas y equivalentes de cada generador, y en segundo lugar en una comparativa por la reducción de emisiones entre el sistema aislado electrógeno y el sistema híbrido.

#### 8.1.1. Emisiones del grupo electrógeno

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se producen por la quema del combustible del generador. Para cuantificar el efecto contaminante de los generadores se calcula la contribución relativa de los gases  $CO_2$ ,  $CH_4$  y  $N_2O$ .

Se listan dos tipos de emisiones específicas.

##### Gases de efecto invernadero (GAI)

- Dióxido de carbono [ $CO_2$ ]
- Metano [ $CH_4$ ]
- Óxido de nitrógeno (I) [ $N_2O$ ]
- Hexafluoruro de azufre [ $SF_6$ ]

##### Partículas y gases contaminantes

- Óxidos de nitrógeno [ $NO_x$ ]
- Compuestos orgánicos volátiles [COV]
- Monóxido de carbono [CO]
- Partículas sólidas en suspensión de 10 micrómetros [ $PM_{10}$ ]
- Partículas finas en suspensión de 2,5 micrómetros [ $PM_{2,5}$ ]
- Dióxido de azufre [ $SO_2$ ]
- Contaminantes peligrosos del aire (CPA)

De acuerdo a (T.R.Ayodele & Ogunjuyigbe, 2015) las emisiones de  $CO_2$  con relación al consumo de gasoil se puede evaluar en cada periodo tiempo ( $t$ ) y para cada generador ( $n$ ).

$$E_{CO_2}^i = \dot{m}_{combustible} \left( \frac{kg}{h} \right) \cdot CC_{\%(CO_2)} \cdot \frac{44}{12}$$

Ecuación 8.1.

$CC_{\%(CO_2)}$ : Fracción de carbono por unidad de masa o volumen de combustible.

44/12: Ratio entre el peso molecular de  $CO_2$  y de carbón.

$E_{CO_2t}^i$ : Masa de  $CO_2$  producida [kg/h].

$$E_{CO_2total}^i = \sum_{t=1}^n E_{CO_2t}^i$$

Ecuación 8.2.

Las emisiones totales corresponden al tiempo de uso del generador durante un periodo ( $n$ ).

El nivel de incerteza para estimación de producción sobre los gases  $CH_4$  y  $N_2O$  depende del tipo de tecnología de control que incorpora el motor acoplado al generado (por ejemplo, de un catalizador) y del tipo de normativa.

Con lo anterior, se procede al modelo EPA con los factores de emisión para estimar la producción de gases de efecto invernadero listados. La normativa del modelo simulado se adhiere a los estándares de emisiones de la EPA para generadores diésel (40 CFR 89, Nivel 1) (EPA, 2016).

Para los demás compuestos se aplica un factor de emisión según (Morten Winther, 2016).

$$E_{Compuesto_t}^i = \left(\frac{1}{1000}\right) \cdot \dot{m}_{combustible} \left(\frac{kg}{h}\right) \cdot FE \left(\frac{g_{contaminante}}{kg_{combustible}}\right)$$

Ecuación 8.3.

$E_{Compuesto_t}^i$ : Producción de gas en (g/h).

$FE$ : Factor de equivalencia.

### 8.1.1.1. Validación de emisiones específicas

La producción de emisiones partículas y gases contaminantes es proporcional para cada generador y escenario. Para cuantificar el impacto de estas emisiones primero se calcula la masa producida en cada escenario y posteriormente se aplica un índice GWP.

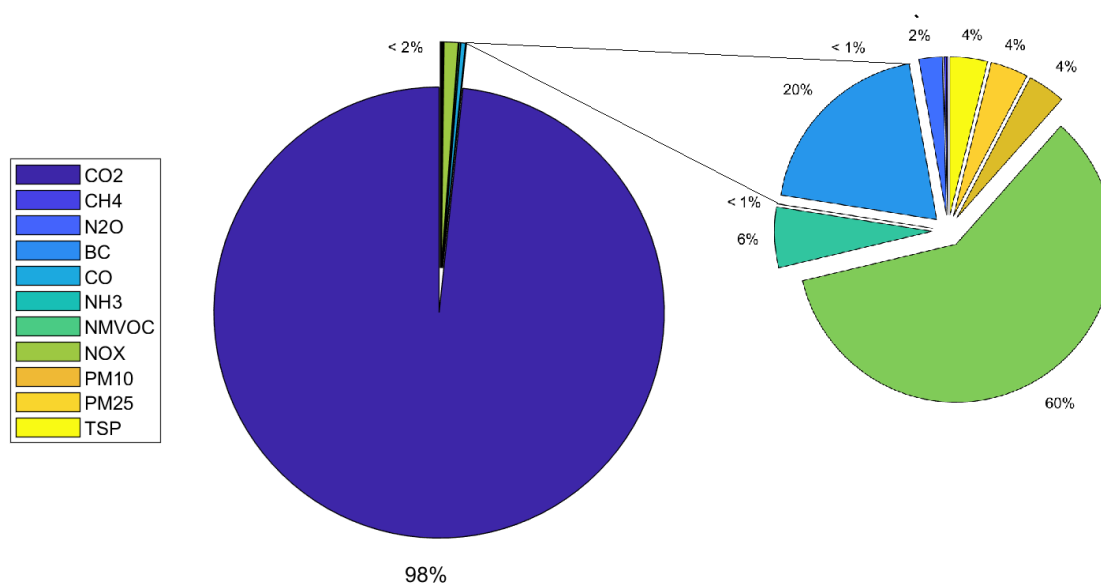


Figura 8.1. Emisiones específicas. (Elaboración propia).

El índice GWP (*Global-warming potential*) se aplica a las emisiones vertidas de la Figura 8.1. Emisiones específicas. Este índice se define como el potencial que tienen como gases de efecto invernadero cada uno de los gases ( $CO_2$ ,  $CH_4$  y  $N_2O$ ) por su efecto de permanecer en la atmósfera durante un periodo tiempo, por lo que, para normalizar estas emisiones se evalúa su impacto en  $CO_2$  equivalente.

$$CO_{2e} = E_{CO_2 total}^i \cdot GWP(1) + E_{CH_4 total}^i \cdot GWP(25) + E_{N_2O total}^i \cdot GWP(298)$$

Ecuación 8.4. Total de  $CO_2$  equivalente.

Con ello se aplica Ecuación 8.4. Total de  $CO_2$  equivalente. para analizar los efectos del resultado de la combustión diésel.

### 8.1.1.2. Emisiones totales

Las emisiones totales equivalentes  $CO_{2e}$  ascienden a 10.597,27 kg para una semana de simulación para el híbrido solar-diésel.

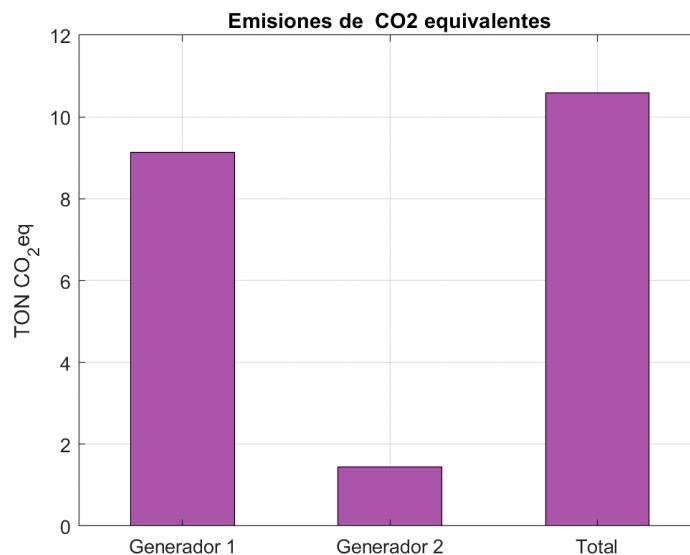


Figura 8.2. Emisiones CO2 equivalentes. (Elaboración propia).

En comparación, el sistema aislado con un grupo electrógeno sin fotovoltaica tiene unas emisiones totales de 14.290,38 kg  $CO_{2e}$ .

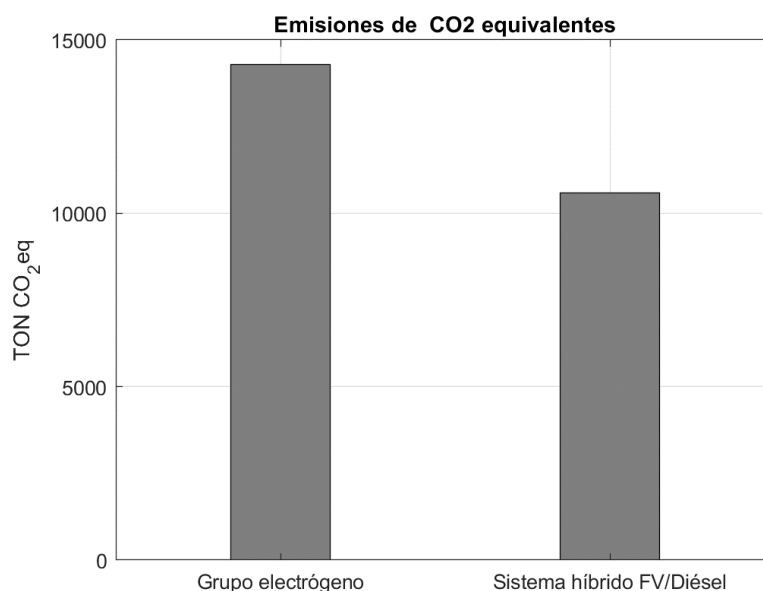


Figura 8.3. Comparación de emisiones de CO2 equivalentes. (Elaboración propia).



La reducción en emisiones equivalentes al incorporar un sistema fotovoltaico supone un ahorro de  $3693,11 \text{ kg CO}_{2e}$ .

## 8.2. Vida útil de los componentes.

Los módulos FV suelen ser componentes fiables y dependiendo del fabricante la vida útil varía entre los 20 a 25 años con una degradación de 0,5% en su rendimiento por cada año de uso.

Los componentes electrónicos de potencia tienen una vida útil de alrededor de 10 años, como los inversores y controladores híbridos. El reemplazo de estos componentes se programa durante la duración del proyecto.

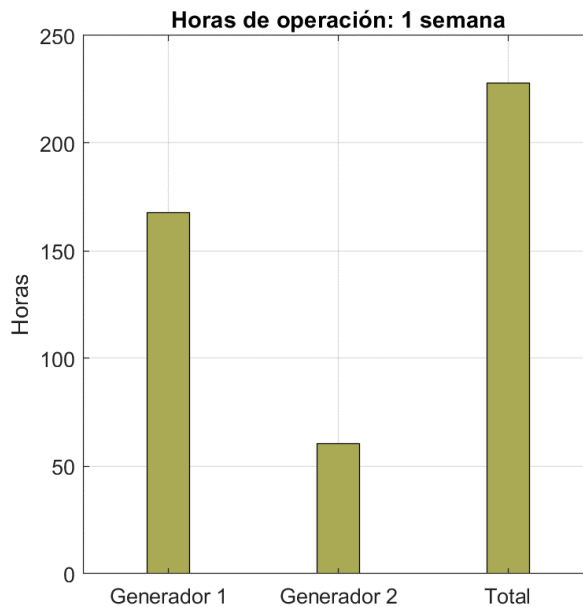


Figura 8.4. Horas de operación: Generadores. (Elaboración propia).

Los generadores tienen una vida útil definida por las horas de funcionamiento y dependiendo del modelo pueden ir de 4 a 10 años de uso.

## 9. Aspectos técnicos

Una vez se verifica que la integración de FV es factible, se analizan los aspectos técnicos del sistema.

### 9.1. Integración del sistema FV

Después de la evaluación y análisis económico del sistema existente y del emplazamiento, se puede comenzar a diseñar la planta híbrida, con el grupo electrógeno diésel existente y el nuevo sistema FV. Esto incluye módulos FV, inversores, controlador y soportes.

La unidad de control asegura un equilibrio entre la generación de FV y potencia diésel, tomando en cuenta las características de la carga y los límites operativos de los grupos electrógenos.

Este controlador monitorea la producción de potencia y la carga en tiempo real. El sistema de control restringe la producción de potencia fotovoltaica si se exceden los límites operativos de los generadores diésel y también controlan el arranque y parada de los generadores.

### 9.2. Control del sistema (EMS)

El sistema de gestión de energía (EMS) monitorea, controla y optimiza el sistema de generación de la microrred. Los módulos FV e inversores son controlados para funcionar en conjunto con la operación de los generadores diésel. El EMS controla en cada instante:

- Carga de los generadores diésel.
- Demanda de electricidad en la microrred.
- Producción FV instantánea.
- La frecuencia y tensión.

El sistema de control recibe los datos de los inversores FV y de los generadores y monitorea la demanda de electricidad. El EMS define un 'setpoint' para la producción FV y lo envía al sistema.

### 9.3. Infraestructura y comunicación

El sistema de control conecta el controlador diésel y el sistema FV para asegurar una operación estable del sistema. A nivel SCADA existen protocolos de comunicación de estándar abierto como Modbus TCP, Modbus RTU o DNP3.

El controlador de los inversores FV tiene que ser compatible al protocolo establecido ya que todos los componentes de la instalación se comunicarán a un controlador principal.

La red Ethernet tiene alto coste, pero asegura fiabilidad, funciona incluso si una línea resulta dañada por lo que seguirá comunicándose con el otro lado de la línea. La red en estrella puede perder uno de los nodos, pero continuará funcionando. Los sistemas de red en bus caen completamente si una línea no funciona.

#### 9.3.1. Sensores y actuadores

El sistema de control EMS de la planta FV-diésel recibe información para gestionar los datos y operar la instalación según unas especificaciones y requerimientos. Para lograr esto, monitorea los datos de consumo con sensores para el sistema fotovoltaico y generadores diésel y dispone de la capacidad de controlar los dispositivos vía actuadores.

Las señales enviadas al sistema están basadas en respuesta de los algoritmos del sistema de control y los sensores permiten medir el desempeño del sistema en conjunto.

#### 9.4. Protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas en sistemas PV-diésel son similares a los que se utilizan en sistemas conectados a redes distribución eléctrica de bajo voltaje. Se agregan requerimientos adicionales dependiendo de las características de los módulos FV, inversores y el tamaño de la microrred.

Las medidas de protección eléctrica se clasifican en tres categorías generales:

- Protección de los elementos de generación (sistema FV y grupo electrógeno).
- Protección de cables y accesorios.
- Prevención y protección para las personas.

Las medidas de seguridad integradas en el controlador diésel incluyen protección de:

- Sobretensión.
- Frecuencia.
- Exceso de temperatura.
- Presión del aceite del generador.

Si un fallo se detecta, normalmente un dispositivo de paro automático detendrá los generadores. Los inversores FV tienen mecanismos de paro similares. Para el sistema FV se incluye protecciones:

- Contra sobretensión de corriente continua.
- Sobretensión.
- Exceso de temperatura.

Los cables de CC y CA de la instalación están protegidos con fusibles e interruptores automáticos. Se seleccionan en base a las corrientes nominales y corrientes de cortocircuito. Para prevenir accidentes, los interruptores se desconectan cuestión de milisegundos.

#### **9.4.1. Corriente de cortocircuito**

En sistemas de CA las consecuencias por fallos de cortocircuito deben ser evitados por conexiones fase/fase, fase/neutro o fase/tierra. Los fusibles e interruptores cortan el suministro antes que se produzca daño alguno en los equipos.

Si los dispositivos de protección instalados previamente están seleccionados únicamente para proteger un sistema alimentado por generadores diésel, con la implementación del sistema FV, los dispositivos de protección deben ser revisados ya que pueden no operar con la suficiente rapidez.

El momento crítico de funcionamiento del sistema FV-diésel se da cuando la generación fotovoltaica está en un máximo y los generadores al mínimo.

#### **9.4.2. Medidas de protección**

Los esquemas de protección eléctrica están diseñados para que el elemento de protección más próximo a la falla actúa primero. Si la alimentación FV está localizada en un punto de la red de distribución, la configuración de los elementos de protección debe asegurar que los interruptores instalados detecten el fallo local antes de llegar a otros elementos. Los dispositivos de protección modernos pueden detener el flujo de potencia FV si la corriente circula en la dirección opuesta de diseño.

Se debe tener en cuenta el transitorio de la corriente y las sobretensiones repentinas de corta duración que pueden causadas por desequilibrios de tensión causando que los componentes puedan sobrecargarse y fallar. Los fusibles y disyuntores ayudan proteger, con un mismo dispositivo, a evitar fallos sobretensiones y corriente transitoria.

#### **9.4.3. Sobrecarga en las líneas**

La potencia se suministra en la barra del bus del generador diésel. Si el sistema FV no alimenta directamente al bus principal, se debe prestar especial atención que el flujo de corriente vaya en el sentido correcto.

El sistema FV suministra directamente al bus principal reemplazando a los generadores, donde la potencia se distribuye por las líneas de cargas de los consumidores.

La potencia FV circula por líneas de la microrred para distribuir potencia únicamente a las cargas. Cualquier exceso de energía circulará en dirección opuesta, hacia los generadores diésel, lo que puede ser un problema. Estrategias para mitigar sobrecarga eléctrica son:

- Seleccionar puntos de suministro donde las líneas puedan soportar la potencia FV.
- Instalación cables adicionales y actualizando las líneas existentes.
- Descentralización de la planta fotovoltaica, repartiendo la alimentación en puntos de conexión adecuados.

#### **9.4.4. Desviaciones de frecuencia en microrredes**

Las desviaciones de frecuencia son comunes. Las redes a gran escala la mantienen una frecuencia estable en los 50 o 60 Hz. En sistemas aislados es común oscilaciones de hasta 2 Hz. Esto se debe a que la variación de demanda tiene impacto en la estabilidad de frecuencia.

La relación entre carga y capacidad de generación de energía se produce en una escala mucho menor en comparación a una red de una compañía eléctrica. En una microrred el aumento de demanda por un consumidor que enciende un electrodoméstico ocupa un porcentaje mucho mayor que en una red nacional donde ni se percibe el cambio.

En consecuencia, los cambios de demanda que son insignificantes para una conexión a la red. Este cambio de demanda afecta a la inestabilidad de la frecuencia por grandes cargas que se encienden y apagan.

#### **9.4.5. Mitigación de fluctuaciones de tensión**

Las oscilaciones de tensión se dan generalmente por exceso o defecto de potencia reactiva. La falta de potencia reactiva resulta en caída de tensión. En sistemas diésel es común por los cambios de carga y la lentitud de respuesta responder a estos cambios.

Los inversores disponibles pueden mitigar las fluctuaciones de tensión y los más modernos pueden suministrar potencia reactiva y activa, estos van monitoreando la tensión de red para detectar las caídas de tensión y suministrar la potencia necesaria para compensar las fluctuaciones de tensión. Un controlador PID (proporcional, integral y derivativo) puede manejar valores de entrada en un sistema de control para disminuir estos efectos. Los inversores se tienen que ajustar para no desconectarse automáticamente.

#### **9.4.6. Corrientes de entrada**

Se debe proporcionar un factor de seguridad lo suficientemente alto en caso de consumos que superen la corriente máxima del BOS. Los inversores FV conectados a la microrred pueden entregar una corriente alterna entre 1,5 a 1,8 veces su corriente nominal por un muy breve periodo de tiempo.

## Conclusiones

La finalidad de este proyecto es la escritura de un modelo en MATLAB, para analizar el comportamiento de una planta híbrida, y con ello la implementación de ESF a un grupo electrógeno aislado.

Se cumple con la creación de un programa que permita hacer interpretaciones y generar gráficas y datos a partir de unos parámetros de entrada.

Con ello se concluye que integrar un sistema fotovoltaico afecta a la operación de los motores diésel. Se deduce que los generadores son más eficientes en términos de consumo de combustible cuando operan sobre el 80% pero en un sistema híbrido la carga sobre los generadores se reduce.

Por otra parte, el impacto sobre la vida útil de los generadores -basado en las horas de funcionamiento- con la integración de fotovoltaica hace que se reduzcan las horas de operación. En consecuencia, se alarga la vida útil del grupo electrógeno.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> y el consumo de combustible bajan por efecto de la hibridación de la instalación.

El atractivo económico del proyecto FV-Diésel se determina por el precio del combustible, el recurso solar disponible y el perfil de carga. Si los niveles de irradiancia solar son suficientes, el sistema híbrido puede competir contra un sistema aislado diésel.

Se abren nuevas líneas de investigación. Una de las características de este proyecto es su modularidad, el programa se desarrolla en clases y con ello, se pueden incorporar más funciones, como, por ejemplo, una herramienta para evaluar los riesgos de inversión desde un punto de vista técnico-económico o la generación de escenarios alternativos para la simulación.

## Anexo A

### A1. Preparación de la instalación FV/DIESEL.

El trabajo de preparación para el emplazamiento requiere una elaborada verificación y una descripción general de tareas. (RENAC, 2018)

- Visita al sitio y evaluación del sistema existente.
  - ✓ Mediciones. Perfil de carga.
  - ✓ Evaluación del grupo electrógeno.
- Simulación y modelado del sistema híbrido.
  - ✓ Evaluación de los parámetros de entrada.
  - ✓ Examinar restricciones del sistema.
  - ✓ Tamaño óptimo y configuración del sistema FV.
  - ✓ Producción energética anual estimada de FV.
- Diseño eléctrico.
  - ✓ Diseño del sistema FV. Cableado, caja de conexiones, módulos e inversores.
- Logística.
  - ✓ Transporte.
  - ✓ Almacenamiento en el sitio.
  - ✓ Recursos necesarios para la instalación.

Herramientas, instrumentos y equipamiento para el trabajo de instalación.

- ✓ Herramientas e instrumentos especializados para instalaciones FV.
- ✓ Trabajo eléctrico.
- ✓ Construcción y mecánica (p. ej, montaje de los módulos).
- Documentación (*datasheets*, manuales, esquemáticos y cableado, etcétera).
  - ✓ Componentes FV.
  - ✓ Sistemas de control.
  - ✓ Equipos existentes.
- Selección de componentes y equipo.





- ✓ Módulos FV.
- ✓ Estructuras para el montaje de módulos fotovoltaicos.
- ✓ Cables AC y DC.
- ✓ Protecciones eléctricas para dispositivos en AC o DC.
- ✓ Inversores fotovoltaicos.
- ✓ Cajas de conexiones y diodos de protección.
- ✓ Cables de comunicación y datos.

Las tareas de instalación se realizan en el siguiente orden:

- Instalación de las estructuras de montaje y módulos fotovoltaicos.
- Cableado AC y DC de los módulos e inversores.
- Configuración de los inversores.

Antes de la puesta en marcha se comprueba que los generadores operan en condiciones seguras, la comunicación está operativa y los controladores en funcionamiento. Se detalla un plan para la puesta en marcha.

#### **9.4.7. Puesta en marcha.**

La puesta en marcha de la instalación sigue un orden.

- Inspección de la instalación.
- Puesta en marcha del sistema FV y sistemas de control (verificación de sistemas de comunicación y configuración de controladores)
- Pruebas de funcionalidad (inversor FV, respuesta de los equipos) y documentación con los resultados.

#### **9.4.8. Mantenimiento del sistema**

Los generadores/motores diésel requieren tareas de mantenimiento regulares. Los cambios regulares de aceite y de filtros se pueden hacer con rapidez. Sin embargo, para el mantenimiento se requieren varios días por cada generador. Por ello se organiza un calendario para el mantenimiento en base al número de horas de operación para cada tipo de servicio.

- Tareas de mantenimiento menores, sobre las 1.200 horas de funcionamiento (generador diésel)
- Tareas de mantenimiento mayores, sobre las 30.000 horas de funcionamiento (generador diésel)

El mantenimiento de un sistema FV es menos demandante. Los módulos FV tienen que limpiarse, monitorear el funcionamiento de los inversores, los cableados se tienen que verificar y se debe inspeccionar regularmente los equipos. Se realizan testeos de los controladores y equipos de comunicación remota y monitoreo.

#### **9.4.9. Sistema de monitoreo**

Se debe acceder a los datos a través de internet ya que los sistemas FV-diésel están localizados en lugares remotos, y es suficiente con un monitoreo en tiempo real, de:

- Producción de potencia activa y reactiva de los generadores e inversores fotovoltaicos.
- Factor de potencia ( $\cos \varphi$ )
- Tensiones y corrientes de fase
- Frecuencia
- Temperatura ambiente
- Irradiación solar
- Operación de los generadores.

Idealmente los datos se registran cada minuto. Con este conjunto de datos se puede analizar retrospectivamente los fallos para identificar sus causas y estudiar el comportamiento del sistema para añadir cualquier actualización o nuevas adiciones a la instalación.



## 10. Bibliografía

- Cashman Power Solutions. (2019). Generator Power Factor. Obtenido de <https://www.cashmanequipment.com/cashmancat/media/cashman-equipment/generator-power-factor.pdf>
- Dufo-López, R., & L.Bernal-Agustín, J. (Diciembre de 2008). Multi-objective design of PV–wind–diesel–hydrogen–battery systems. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.02.027>
- EPA. (Marzo de 2016). Nonroad Compression-Ignition Engines: Exhaust Emission Standards. Obtenido de <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi?Dockkey=P1000A05.pdf>
- Fraunhofer ISE. (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Agora Energiewende.
- G.A.Rampinelli, & A.Krenzinger. (Junio de 2014). Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/recursos.biblioteca.upc.edu/science/article/pii/S1364032114002081>
- H.Tse, C.W.Leung, & C.S.Cheung. (Abril de 2015). Investigation on the combustion characteristics and particulate emissions from a diesel engine fueled with diesel-biodiesel-ethanol blends. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.02.030>
- IEA. (2017). *Energy Access Outlook*. Obtenido de [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017SpecialReport\\_EnergyAccessOutlook.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017SpecialReport_EnergyAccessOutlook.pdf)
- International Renewable Energy Agency. (2018). <https://www.irena.org>. Obtenido de [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)
- Kempener, R., d'Ortigue, O. L., Saygin, D., Skeer, J., & Vinci, S. (2015). OFF-GRID RENEWABLE ENERGY. Obtenido de [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA\\_Off-grid\\_Renewable\\_Systems\\_WP\\_2015.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Off-grid_Renewable_Systems_WP_2015.pdf)
- King, D. L., Gonzalez, S., Galbraith, G. M., & Boyson, W. E. (2007). Performance Model for Grid-Connected. Obtenido de <https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/Performance-Model-for-Grid-Connected-Photovoltaic-Inverters.pdf>

- King, D., Gonzalez, S., Galbraith, G., & Boyson, W. (2007). Performance model for grid-connected photovoltaic. Obtenido de <https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/Performance-Model-for-Grid-Connected-Photovoltaic-Inverters.pdf>
- Morten Winther, C. D. (2016). *EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook*. European Environment Agency.
- National Electrical Manufacturers Association. (2016). *Motors and Generators*. Obtenido de [https://www.nema.org/Standards/ComplimentaryDocuments/ANSI\\_NEMA%20MG%201-2016%20CONTENTS%20and%20FOREWORD.pdf](https://www.nema.org/Standards/ComplimentaryDocuments/ANSI_NEMA%20MG%201-2016%20CONTENTS%20and%20FOREWORD.pdf)
- Palankovski, V. (Febrero de 2001). Bandgap Energy. Obtenido de <http://www.iue.tuwien.ac.at/phd/palankovski/node37.html#bs-pure-EgT>
- Rahman, S. A., Varma, R. K., & Vanderheide, T. (Marzo de 2014). Generalised model of a photovoltaic panel. Obtenido de <https://ieeexplore-ieee-org.recursos.biblioteca.upc.edu/document/6777913/authors#authors>
- RENAC. (2018). *PV-Diesel Hybrid Systems*. Berlin: Renewables Academy AG.
- T.R.Ayodele, & Ogunjuyigbe. (Noviembre de 2015). Increasing household solar energy penetration through load partitioning based on quality of life: The case study of Nigeria. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.scs.2015.05.005>
- Y.P.Varshni. (1967). Temperature dependence of the energy gap in semiconductors. Obtenido de [https://doi.org/10.1016/0031-8914\(67\)90062-6](https://doi.org/10.1016/0031-8914(67)90062-6)